ВАЖНО: Перед прочтением обязательно ознакомьтесь с нижеследующей информацией. К настоящему проспекту (настоящий «**Проспект**») имеет отношение информация на следующей странице, поэтому вам рекомендуется внимательно ознакомиться с ней перед прочтением документа, получить доступ к настоящему Проспекту или иным образом воспользоваться им. Получая доступ к настоящему Проспекту, вы соглашаетесь соблюдать следующие положения и условия, включая любые поправки к ним в тот или иной момент времени, когда вы получаете какую-либо информацию от АО «Национальная компания «КазМунайГаз» («**КМГ**» или «**Компания**») в результате такого доступа. Вы признаете, что этот Проспект, переданный и доставленный электронным способом, является конфиденциальным и предназначен только для вас.

НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ НЕ МОЖЕТ ПЕРЕДАВАТЬСЯ ИЛИ РАСПРОСТРАНЯТЬСЯ ИНЫМ ОБРАЗОМ, КРОМЕ КАК ПРЕДУСМОТРЕНО НИЖЕ, И НЕ МОЖЕТ ВОСПРОИЗВОДИТЬСЯ КАКИМ БЫ ТО НИ БЫЛО СПОСОБОМ. ВЫ СОГЛАШАЕТЕСЬ, ЧТО НЕ БУДЕТЕ ПЕРЕДАВАТЬ, ВОСПРОИЗВОДИТЬ, КОПИРОВАТЬ, СКАЧИВАТЬ ИЛИ ПУБЛИКОВАТЬ ДАННУЮ ИНФОРМАЦИЮ ИЛИ ЭТОТ ПРОСПЕКТ (ЭЛЕКТРОННЫМ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ) ЛЮБЫМ ДРУГИМ ЛИЦАМ.

НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ МОЖЕТ РАСПРОСТРАНЯТЬСЯ ТОЛЬКО В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН («**КАЗАХСТАН**») В СВЯЗИ С РАЗМЕЩЕНИЕМ ЦЕННЫХ БУМАГ КОМПАНИИ ЧЕРЕЗ ПРЕДПРИЯТИЯ «AIX LIMITED», ФОНДОВОЙ БИРЖИ МЕЖДУНАРОДНОГО ФИНАНСОВОГО ЦЕНТРА «АСТАНА» («**AIX**») И АО «КАЗАХСТАНСКАЯ ФОНДОВАЯ БИРЖА» («**KASE**») («**ПРЕДЛОЖЕНИЕ**»).

В СОЕДИНЕННОМ КОРОЛЕВСТВЕ («**ВЕЛИКОБРИТАНИЯ**») НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ И АДРЕСОВАН ТОЛЬКО ДЛЯ «КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ИНВЕСТОРОВ» ПО СМЫСЛУ СТАТЬИ 2(E) ПОЛОЖЕНИЯ О ПРОСПЕКТЕ (РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2017/1129) («**ПОЛОЖЕНИЕ О ПРОСПЕКТЕ ЕС**»), ПОСКОЛЬКУ ОН ЯВЛЯЕТСЯ ЧАСТЬЮ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ВЕЛИКОБРИТАНИИ В СИЛУ ЗАКОНА 2018 ГОДА О ЕВРОПЕЙСКОМ СОЮЗЕ (ВЫХОДЕ) («**ПОЛОЖЕНИЕ О ПРОСПЕКТЕ ВЕЛИКОБРИТАНИИ**»), КОТОРЫЕ ТАКЖЕ: (I) ИМЕЮТ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ОПЫТ В ВОПРОСАХ, СВЯЗАННЫХ С ИНВЕСТИЦИЯМИ, И КОТОРЫЕ ПОДПАДАЮТ ПОД ОПРЕДЕЛЕНИЕ «ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ УЧАСТНИКОВ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ» В СТАТЬЕ 19(5) ЗАКОНА О ФИНАНСОВЫХ УСЛУГАХ И РЫНКАХ 2000 ГОДА (ФИНАНСОВОЕ ПООЩРЕНИЕ) ПРИКАЗ 2005 ГОДА («**ПРИКАЗ**»); (II) ЯВЛЯЮТСЯ ЮРИДИЧЕСКИМИ ЛИЦАМИ, С ВЫСОКОЙ СТОИМОСТЬЮ АКИВОВ, ПОПАДАЮЩИМИ ПОД ДЕЙСТВИЕ СТАТЬИ 49(2)(A)-(D) ПРИКАЗА; ИЛИ (III) ЛИЦАМИ, КОТОРЫМ ЭТО МОЖЕТ БЫТЬ ИНЫМ ОБРАЗОМ ЗАКОННО СООБЩЕНО (ВСЕ ТАКИЕ ЛИЦА ВМЕСТЕ ИМЕНУЮТСЯ «**СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ЛИЦАМИ**»). ЛИЦА, КОТОРЫЕ НЕ ЯВЛЯЮТСЯ СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ЛИЦАМИ, НЕ ДОЛЖНЫ ДЕЙСТВОВАТЬ В СООТВЕТСТВИИ С НАСТОЯЩИМ ПРОСПЕКТОМ ЦЕННЫХ БУМАГ ИЛИ ПОЛАГАТЬСЯ НА НЕГО. ЛЮБАЯ ИНВЕСТИЦИЯ ИЛИ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, К КОТОРОЙ ОТНОСИТСЯ НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ, ДОСТУПНА ТОЛЬКО СООТВЕТСТВУЮЩИМ ЛИЦАМ И БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ ТОЛЬКО С СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ЛИЦАМИ. ЛИЦА, РАСПРОСТРАНЯЮЩИЕ НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ, ДОЛЖНЫ УБЕДИТЬСЯ В ТОМ, ЧТО ЭТО ЗАКОННО. ЦЕННЫЕ БУМАГИ БУДУТ ДОСТУПНЫ ТОЛЬКО СООТВЕТСТВУЮЩИМ ЛИЦАМ, И ЛЮБОЕ ПРИГЛАШЕНИЕ, ОФЕРТА ИЛИ СОГЛАШЕНИЕ О ПОДПИСКЕ, ПОКУПКЕ ИЛИ ИНОМ ПРИОБРЕТЕНИИ ТАКИХ ЦЕННЫХ БУМАГ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ ТОЛЬКО С СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ЛИЦАМИ.

ЧТО КАСАЕТСЯ СТРАН-УЧАСТНИЦ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА, НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ НАПРАВЛЕН ТОЛЬКО ДЛЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ИНВЕСТОРОВ, И ЦЕННЫЕ БУМАГИ, УПОМЯНУТЫЕ В НЕМ, БУДУТ ПРЕДЛАГАТЬСЯ ТОЛЬКО КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНВЕСТОРАМ ПО СМЫСЛУ СТАТЬИ 2(E) ПОЛОЖЕНИЯ О ПРОСПЕКТЕ ЦЕННЫХ БУМАГ ЕС, ТАКИЕ ЛИЦА УПОМИНАЮТСЯ КАК «**КВАЛИФИЦИРОВАННЫЕ ИНВЕСТОРЫ»** И/ИЛИ ПРИ ДРУГИХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВАХ ПОДПАДАЮЩИЙ ПОД ДЕЙСТВИЕ СТАТЬИ 1 РАЗДЕЛ 4 ПОЛОЖЕНИЯ О ПРОСПЕКТЕ ЦЕННЫХ БУМАГ. ЛЮБОЙ ТАКОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ИНВЕСТОР ТАКЖЕ БУДЕТ СЧИТАТЬСЯ ПРЕДСТАВЛЯЮЩИМ И

СОГЛАСИВШИМСЯ С ТЕМ, ЧТО ЛЮБЫЕ ТАКИЕ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ПРИОБРЕТЕННЫЕ ТАКИМ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНВЕСТОРОМ В РАМКАХ ПРЕДЛОЖЕНИЯ, НЕ БЫЛИ ПРИОБРЕТЕНЫ ОТ ИМЕНИ ЛИЦ, ОТЛИЧНЫХ ОТ ТАКИХ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ИНВЕСТОРОВ. ЕСЛИ ВЫ ПОЛУЧИЛИ ЭТОТ ПРОСПЕКТ И ВЫ (I) НАХОДИТЕСЬ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ И НЕ ЯВЛЯЕТЕСЬ СООТВЕТСТВУЮЩИМ ЛИЦОМ, ИЛИ (II) В ЕВРОПЕЙСКОМ СОЮЗЕ И НЕ ЯВЛЯЕТЕСЬ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНВЕСТОРОМ, ВЫ ДОЛЖНЫ НЕМЕДЛЕННО ВЕРНУТЬ ЭТОТ ДОКУМЕНТ КОМПАНИИ.

НАСТОЯЩИЙ ПРОСПЕКТ МОЖЕТ РАСПРОСТРАНЯТЬСЯ ТОЛЬКО В ОТНОШЕНИИ «ОФШОРНЫХ СДЕЛОК», КАК ЭТО РАЗРЕШЕНО В РЕГЛАМЕНТЕ S СОГЛАСНО ЗАКОНУ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА С ПОПРАВКАМИ («**ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ**»), ИЛИ ИНЫХ СДЕЛОК, ПОДЛЕЖАЩИХ ОПРЕДЕЛЕННОМУ ОСВОБОЖДЕНИЮ, ИЛИ СДЕЛОК, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ РЕГИСТРАЦИИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ. ЗАПРЕЩЕНА ЛЮБАЯ ПЕРЕСЫЛКА, РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИЛИ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ПРОСПЕКТА ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО. НЕСОБЛЮДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО УКАЗАНИЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ СООБЩЕНИИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ ЦЕННЫХ БУМАГ К ПРОДАЖЕ В КАКОЙ-ЛИБО ЮРИСДИКЦИИ, ГДЕ ЭТО ЗАПРЕЩЕНО. ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ В КАКИХ-ЛИБО ОРГАНАХ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЫНКА ЦЕННЫХ БУМАГ ТОГО ИЛИ ИНОГО ШТАТА ИЛИ ДРУГОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ («**СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ**» ИЛИ «**США**»), РАВНО КАК И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ОФШОРНЫХ СДЕЛОК В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, И ВСЕГДА В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМ ПРИМЕНИМЫМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ, ИЛИ В СООТВЕТСТВИИ С ОСВОБОЖДЕНИЕМ ОТ РЕГИСТРАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ , НЕ ПОДЛЕЖАЩЕЙ РЕГИСТРАЦИИ ПО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ И ПРИМЕНИМЫМ ЗАКОНАМ ШТАТА ИЛИ МЕСТНЫМ ЗАКОНАМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ В РАМКАХ СДЕЛКИ, НЕ ПОДЛЕЖАЩЕЙ ТАКИМ ЗАКОНАМ.

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ВАШЕГО ЗАВЕРЕНИЯ: Для получения права ознакомиться с настоящим Проспектом или принять инвестиционное решение в отношении ценных бумаг, вы должны быть: (i) лицом, находящимся за пределами США в контексте требований Положения S «Закона о ценных бумагах»; или (ii) (A) если в странах-участницах Европейской Экономической Зоны (**«Соответствующие государства»**) вы являетесь Квалифицированным инвестором; (B) если в Великобритании вы являетесь Соответствующим лицом; и (C) независимо от того, где вы являетесь резидентом или зарегистрированы, вы являетесь учреждением, которому в пределах вашей юрисдикции инкорпорации и юрисдикции осуществления деятельности; или в которой вы осуществляете доступ к настоящему Проспекту, в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами разрешен доступ к настоящему Проспекту; или (iii) гражданином или резидентом Казахстана. Когда вы принимаете данное электронное сообщение, получая доступ к настоящему Проспекту, считается, что вы заверили АО «Halyk Finance», АО «Freedom Finance», АО «SkyBridge Invest» и АО «BCC Invest» (совместно «**Местные букранеры**»), WOOD & Company Financial Services a.s., Renaissance Securities (Cyprus) Limited (**«Международные букранеры»**) (совместно «**Букранеры**»), Компанию и АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (**«Самрук-Казына»**) (**«Продающий акционер»**) в том, что вы находитесь за пределами Соединенных Штатов в контексте Положения S «Закона о ценных бумагах» или что вы либо гражданин, либо резидент Казахстана, и что вы даете согласие на доставку настоящего Проспекта посредством его электронной передачи. Мы напоминаем, что данный Проспект был предоставлен вам как лицу, которому он может быть передан на законных основаниях в соответствии с законодательством Казахстана, а также о том, что вы не имеете ни права, ни полномочий передавать данный Проспект любому иному лицу.

Материалы, относящиеся к Предложению, не являются и не могут быть использованы в связи с предложением или запросом в каком-либо месте, где предложения или запросы не разрешены законом.

Ни при каких обстоятельствах настоящий Проспект не должен представлять собой предложение о продаже или запрос на предложение о покупке, а также не должно быть никаких продаж акций в какой-либо юрисдикции, в которой такое предложение, запрос или продажа были бы незаконными.

Информация, содержащаяся в настоящем документе, не является ни предложением, ни приглашением делать предложения о продаже, покупке, обмене или иной передаче ценных бумаг в Казахстане любому казахстанскому физическому или юридическому лицу или в его интересах, за исключением тех физических или юридических лиц, которые могут делать это в соответствии с законодательством Казахстана и любыми другими законами, дающие такие полномочия таким лицам или организациям. Настоящий документ не может рассматриваться как реклама (т.е. информация, предназначенная для неограниченного круга лиц, которая распространяется и размещается в любой форме и направлена на создание или поддержание интереса к Компании и ее товарам, товарным знакам, работам, услугам и (или) ее ценным бумагам и должна способствовать их продаже) в соответствии с законодательством Республики Казахстан и для целей законодательства Республики Казахстан, за исключением случаев, когда такая реклама полностью соответствует законодательству Республики Казахстан.

Настоящий Проспект был отправлен на AIX и KASE в электронной форме. Напоминаем, что документы, передаваемые через этот носитель, не могут быть изменены или дополнены в процессе передачи электронным способом, и, следовательно, ни Компания, ни Продающий акционер, ни Букранеры, ни любое лицо, контролирующее кого-нибудь из них, ни какой-либо директор, должностное лицо, сотрудник или агент какого-либо Букранера, ни какое-либо аффилированное лицо любого такого лица не принимает на себя никакую ответственность, и никакие обязательства в отношении каких-либо различий, которые могут быть между настоящим Проспектом, предоставленным вам в электронном формате, и его версией на бумажном носителе, которую вы по запросу можете получить от любого Букранера.

Ни один из Букранеров и ни одно из их соответствующих аффилированных лиц не берет на себя никакой ответственности за содержание настоящего Проспекта или за какое-либо заявление, сделанное или предположительно сделанное ими или от их имени в связи с Компанией, Продающим акционером или Предложением. Соответственно, Букранеры и любые их соответствующие аффилированные лица отказываются от какой бы то ни было ответственности, возникающей в результате деликта, договора или иным образом, которую они могли бы нести в ином случае в отношении настоящего Проспекта или любого подобного заявления. Ни один из Букранеров и ни одно из их соответствующих аффилированных лиц не дают никаких заверений и гарантий, явных или подразумеваемых, в отношении точности, полноты, разумности, проверки или достаточности информации, изложенной в настоящем Проспекте.

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

(Акционерное общество, созданное в соответствии с законодательством Казахстана)

Предложение до 30 505 974 простых акций

Цена Предложения: 8 406 тенге за акцию

Настоящее предложение («**Предложение**»), представленное акционерным обществом «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», акционерным обществом, учрежденным в соответствии с законодательством Казахстана в качестве акционера АО Национальная компания «КазМунайГаз», компанией, созданной в виде закрытого акционерного общества в соответствии с законодательством Казахстана 27 февраля 2002 года и перерегистрированная в качестве акционерного общества в соответствии с законодательством Казахстана, в совокупности до 30 505 974 простых акций («**Акции**») Компании.

Настоящий Проспект утвержден Astana International Exchange («**AIX**») в качестве проспекта, относящегося к Компании, подготовленного только в соответствии с Регламентом рынка МФЦА (Правила МФЦА № FR0003 от 17 октября 2017 г.) (с поправками) («**Регламент рынка**») МФЦА и применимым казахстанским законодательством. Настоящий Проспект будет доступен общественности в соответствии с Регламентом рынка на вебсайте Компании: https://www.kmg.kz.

Акции не были или не будут зарегистрированы в соответствии с Законом О ценных бумагах, и не могут предлагаться или продаваться в США без регистрации или освобождения от регистрации в соответствии с Законом о ценных бумагах.

Предложение ценных бумаг не является предложением о продаже или запросом на предложение о покупке ценных бумаг в любой юрисдикции, в которой такое предложение или запрос был бы незаконным. На Акции распространяются ограничения на продажу в определенных юрисдикциях. Потенциальным покупателям следует ознакомиться с ограничениями, описанными в разделе «*Ограничения на продажу*» а также «*План распределения*».

Продающий акционер предлагает Акции через системы AIX согласно Регламенту рынка и Бизнес правилам AIX («**Предложение на AIX**») и KASE в соответствии с Законом Республики Казахстан от 2 июля 2003 года № 461-II «О рынке ценных бумаг» (с изменениями и дополнениями) («**Закон Казахстана о рынке ценных бумаг**») согласно его положениям и процедурам расчетов («**Предложение на KASE**») и посредством прямой подписки для казахстанских розничных инвесторов через приложение Табыс или в отделениях Казпочты согласно Реглумаенту рынка («**Прямая подписка**»). Смотрите «*План распределения – Прямая подписка*». Акции размещаются при Предложении на AIX, Предложении на KASE и Прямой подписке по одинаковой цене 8 406 тенге за Акцию.

В AIX были поданы заявки: (i) на листинг всего класса Акций, которые должны быть допущены к официальному списку AIX («**Официальный список**»); а также **(ii)** на допуск таких Акций к торгам под символом «KMG». Ожидается, что безусловные торги Акциями на AIX начнутся незамедлительно 8 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату. Включение в официальный список («**Допуск на AIX**») на AIX, как ожидается, состоятся после Даты рапределения 5 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату.

Биржа AIX и связанные с ней компании, а также их соответствующие директора, должностные лица и сотрудники не несут ответственности за содержание настоящего Проспекта, включая точность или полноту любой содержащейся в ней информации или заявлений. Ответственность за Проспект несут Эмитент Проспекта и иные лица, мнения которых включены в настоящий Проспект с их согласия. Ни биржа AIX, ни ее директора, ни должностные лица или сотрудники также не проводили оценку ценных бумаг, к которым относится настоящий Проспект, на предмет пригодности целям какого-либо конкретного инвестора или типа инвестора. Если вы не понимаете содержание настоящего Проспекта или не уверены, подходят ли ценные бумаги для ваших индивидуальных инвестиционных целей и обстоятельств, вам следует проконсультироваться с уполномоченным финансовым консультантом.

Акции были внесены к Официальный Список KASE с 3 августа 2015 года – Начало вторичного размещения Акций на KASE ожидается незамедлительно после Даты закрытия 8 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату.

АКЦИИ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ЦЕННЫЕ БУМАГИ И ДОЛЖНЫ ПРИОБРЕТАТЬСЯ И ТОРГОВАТЬСЯ ТОЛЬКО ИНВЕСТОРАМИ, КОТОРЫЕ ХОРОШО ОСВЕДОМЛЕНЫ В ВОПРОСАХ ИНВЕСТИЦИЙ. ИНВЕСТИЦИИ В АКЦИИ СВЯЗАНЫ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ РИСКА. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ДОЛЖНЫ ПРОЧИТАТЬ ВЕСЬ ПРОСПЕКТ, В ОСОБЕННОСТИ РАЗДЕЛ «ФАКТОРЫ РИСКА», ПРИ РАССМОТРЕНИИ ИНВЕСТИЦИЙ В КОМПАНИЮ.

Предложение ценных бумаг не является предложением о продаже или запросом на предложение о покупке ценных бумаг в любой юрисдикции, в которой такое предложение или запрос был бы незаконным. Обсуждение этих и некоторых дополнительных ограничений на передачу Акций Смотрите в разделе «*План распределения*», «*Ограничения на продажу*» а также «*Расчеты и передача*».

Совместные координаторы и Местные букранеры

АО «BCC Invest» **АО «Freedom Finance»** **АО «Halyk Finance»** **АО «Skybridge Invest»**

Международные букранеры

Wood & Company Financial Services a.s. **Renaissance Securities (Cyprus) Limited**

Дата оформления настоящего Проспекта: 7 ноября 2022 год

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О НАСТОЯЩЕМ ПРОСПЕКТЕ

Принимая настоящий Проспект, вы соглашаетесь со следующим. Настоящий Проспект предоставляется Компанией и Продающим акционером исключительно для того, чтобы дать вам возможность рассмотреть вопрос о покупке Акций. Любое воспроизведение или распространение настоящего Проспекта, полностью или частично, любое раскрытие его содержания или использование любой содержащейся в нем информации для любых целей, кроме рассмотрения возможности инвестирования в Акции, запрещено, за исключением случаев, когда к такой информации предоставляется общий доступ иным образом.

Ни Компания, ни Продающий акционер, ни Букранеры, ни их соответствующие директора, должностные лица, сотрудники, агенты, аффилированные лица или консультанты не делают никаких заявлений, явно выраженных или подразумеваемых, и не принимают любую ответственность в отношении точности, проверенности или полноты любой информации, содержащейся в настоящем Проспекте, и, соответственно, отказываются в максимально возможной степени, разрешенной применимым законодательством, от какой бы то ни было ответственности, возникающей в результате совершения правонарушения, заключения договора или иным образом, которая могла бы иным образом возникнуть в связи с настоящим Проспектом или любым таким заявлением. Ничто из содержащегося в настоящем Проспекте не является и не должно рассматриваться как обещание или уверение в этом отношении, будь то в отношении прошлого или будущего. Настоящий Проспект не предназначается в качестве основы для какой-либо кредитной или иной оценки, и его не следует рассматривать как рекомендацию для какой-либо Компании, Продающего акционера или Букранеров о том, что любой получатель настоящего Проспекта должен подписаться на Акции или приобрести их. Каждый потенциальный подписчик или покупатель Акций должен определить для себя актуальность информации, содержащейся в настоящем Проспекте, и его подписка или покупка Акций должна основываться на таком изучении вопроса, которое он сочтет необходимым.

Если не указано иное в настоящем документе, настоящий Проспект не подвергался независимой проверке. Настоящий Проспект является персональным для каждого получателя предложения и не является предложением какому-либо другому лицу или общественности в целом приобрести или иным образом приобрести Акции. При принятии инвестиционного решения вы должны полагаться на собственное расследование, изучение, запрос и анализ Компании, условия Предложения, включая связанные с ним преимущества и риски, ваше собственное определение, подходят ли вам такие инвестиции, с особым учетом ваших собственных инвестиционных целей и опыта, а также любых других факторах, которые могут иметь отношение к вам в связи с инвестициями в Акции. Любое решение о покупке Акций должно основываться исключительно на информации, содержащейся в настоящем Проспекте. Ни одно лицо не уполномочено предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заявления в связи с Предложением, кроме тех, которые содержатся в настоящем Проспекте. Если предоставляется какая-либо информация или делаются какие-либо заявления такого рода, эта информация и заявления не должны рассматриваться как санкционированные Компанией, Продающим акционером, Букранерами, любым из их соответствующих аффилированных лиц, консультантами или каким-либо другим лицом. Потенциальные инвесторы должны исходить из того, что информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, является точной только на дату его выпуска, если иное не указано в настоящем документе. В любое время после даты настоящего Проспекта ни вручение настоящего Проспекта, ни какая-либо совершенная по нему продажа ни при каких обстоятельствах не означает, что информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, верна на любую дату, следующую за датой настоящего Проспекта, или что не было изменение структуры, финансового положения или результатов деятельности Группы.

Никакую информацию в настоящем Проспекте нельзя рассматривать как инвестиционную, юридическую, налоговую, деловую или финансовую консультацию. Относительно приобретения Акций следует проконсультироваться со своими собственными инвестиционными, юридическими, налоговыми, деловыми, финансовыми и другими консультантами, с каждым по своей соответствующей специализации. Ни Компания, ни Продающий акционер, ни Букранеры не

делают никаких заявлений никакому получателю предложения о покупке Акция, ни их покупателю относительно законности инвестиций в Акции таким получателем предложения или покупателем в соответствии с соответствующим инвестиционным или аналогичным законодательством.

Стоимость ценных бумаг и любой доход от них может как уменьшаться, так и увеличиваться.

Язык настоящего Проспекта – английский. Некоторые ссылки на законодательные акты и технические термины приведены на языке оригинала, чтобы можно было придать им правильное техническое значение в соответствии с применимым законодательством. В контексте Предложения на KASE Компания предоставит KASE перевод настоящего Проспекта на русский и казахский языки (каждый именуемый как «**Перевод**»). Перевод был подготовлен Компанией исключительно для целей Предложения KASE, описанных в настоящем Проспекте. Перевод будет также доступен для целей Предложения на AIX. Ни один из Букранеров или их аффилированных лиц не проверял Перевод, не делал никаких заявлений или гарантий и не брал на себя никакой ответственности за точность или полноту Перевода. Версия настоящего Проспекта на английском языке должна использоваться в связи с любым инвестиционным решением. В случае какого-либо противоречия или несоответствия между англоязычной версией настоящего Проспекта и Переводом, или любого спора относительно толкования какого-либо утверждения в англоязычной версии или Переводе, англоязычная версия имеет преимущественную силу.

Потенциальные инвесторы признают, что: (i) они не полагались на Букранерова или какое-либо лицо, связанное с Букранерами, в связи с любой проверкой точности какой-либо информации, содержащейся в настоящем Проспекте, или своих инвестиционных решений; (ii) они полагались только на информацию, содержащуюся в настоящем Проспекте; и (iii) ни одно лицо не было уполномочено предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заявления относительно Компании, ее дочерних компаний или Акций (кроме тех, которые содержатся в настоящем Проспекте), и, если это было все же сделано, на такую информацию или заявления нельзя полагаться как на предоставленную с разрешения Компании, Продающего акционера или Букранеров.

В связи с Предложением Букранеры и любые их соответствующие аффилированные лица, действующие в качестве инвестора за свой собственный счет, могут подписаться или приобрести, в зависимости от обстоятельств, часть Акций из Предложения, выступая в процессе торговли за свой счет, и в этом качестве могут сохранять, покупать, продавать, предлагать продать или иным образом совершать сделки за свой собственный счет с такими ценными бумагами, любыми другими ценными бумагами Компании или другими связанными инвестициями в связи с Предложением или иным образом. Соответственно, ссылки в настоящем Проспекте на выпускаемые, предлагаемые, подписываемые, размещаемые или иным образом реализуемые Акции следует понимать как включающие любой выпуск, предложение, подписку, размещение или сделку с любым Букранером и любым из их соответствующих аффилированных лиц, действующих в таком качестве. Кроме того, некоторые Букранеры или их аффилированные лица могут заключать соглашения о финансировании (включая свопы с инвесторами, в связи с которыми такие Букранеры (или их аффилированные лица) могут время от времени приобретать Акции, владеть или распоряжаться ими). Букранеры не намерены раскрывать объем любых таких инвестиций или операций, если только этого не потребует какое-либо юридическое или нормативное обязательство.

Компания и Продающий акционер могут отозвать Предложение в любое время, а также Компания, Продающий акционер и Букранеры оставляют за собой право отклонить любое предложение о покупке Акций, полностью или частично, и продать любому потенциальному инвестору не все количество Акций, запрашиваемых таким инвестором. Распространение настоящего Проспекта, а также предложение и продажа Акций могут быть ограничены законом в некоторых юрисдикциях. Нужно знать о любых таких ограничениях и соблюдать их (смотрите *«Ограничения на продажу»* а также «*План распределения*»). Акции предлагаются только в Казахстане. В любой юрисдикции, в которой вы покупаете, предлагаете или продаете Акции, или имеете в своем распоряжении или распространяете настоящий Проспект, необходимо соблюдать все применимые действующие законы и правила, а также нужно получить любое согласие, одобрение или разрешение,

необходимые для вашей покупки, предложения или продажи Акций, в соответствии с законами и правилами, действующими в любой юрисдикции, которой вы подчиняетесь или в которой вы совершаете такие покупки, предложения или продажи. Любое несоблюдение этих ограничений может представлять собой нарушение законов о ценных бумагах любой такой юрисдикции. Ни Компания, ни Продающий акционер или Букранеры не делают предложения о продаже Акций или запроса о покупке любых Акций какому-либо лицу в любой юрисдикции, если только в такой юрисдикции предложение или запрос о покупке разрешены.

Содержание веб-сайтов Компании или Продающего акционера не является частью настоящего Проспекта.

Принимая инвестиционное решение, потенциальные инвесторы должны полагаться на собственное изучение информации о Группе и условий настоящего Проспекта, включая сопутствующие риски.

Копию настоящего Проспекта можно получить в течение ограниченного времени в зарегистрированном офисе Компании. Смотрите «*Общая информация*». Информация, изложенная в настоящем Проспекте, является точной только на дату, указанную на обложке настоящего Проспекта. С этой даты хозяйственное и финансовое положение Группы могло измениться.

ЗАЯВЛЕНИЯ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Настоящий Проспект соответствует требованиям Раздела 69 Рамочного положения МФЦА по оказанию финансовых услуг (Положение МФЦА № 18 от 2017 г.) и Части 1 Правил рынка. Если иное не предусмотрено в настоящем документе, Компания берет на себя ответственность за информацию, представленную в настоящем Проспекте, и, приняв разумные меры и сделав разумные запросы для обеспечения того, чтобы информация, представленная в настоящем Проспекте, соответствовала, насколько известно Компании, фактам и не содержала существенных упущений, которые могли бы повлиять на ее смысл.

По запросу Компании, «DeGolyer & MacNaughton», зарегистрированной по адресу: 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Даллас, Техас, США, 75244 («**D&M**») подготовил «Отчет по состоянию на 31 декабря 2021 г. о запасах, выручке и условных ресурсах отдельных месторождений, доли участия в которых принадлежат или контролируются АО НК «КазМунайГаз» – PRMS CASE» от 9 февраля 2022 г. («**Отчет D&M**»). Крактео заключение из Отчета D&M приведено в Приложении А к настоящему Проспекту. Действуя добросовестно и на должном профессиональном уровне, чтобы убедиться, что это так, D&M заявляет, что информация, содержащаяся в отчете D&M, насколько известно D&M, соответствует фактам и не содержит упущений, которые могут повлиять на его значение. D&M предоставили, и не отозвали, свое письменное согласие на включение крактого заключения из Отчета D&M в настоящий Проспект, а также ссылок на Отчет D&M и саму компанию D&M в той форме и контексте, в которых они включены в настоящий Проспект. Информация взятая из Отчета D&M и включенная в настоящий Проспект и не была изменена.

Аудитор Компании, ТОО «Эрнст энд Янг» («**EY**»), зарегистрированное по адресу: Казахстан, Алматы 050060, проспект АльФараби, д. 77/7, Есентай Тауэр (ассоциированный член Палаты аудиторов Казахстана). EY провели аудит финансовой отчетности Компании за годы по состоянию на 31 декабря 2021, 2020 и 2019 годов, и представили аудиторский отчет без оговорок. EY также рассмотрели Промежуточную финансовую отчетность. Смотрите «*ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ПРОЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ*».

ПРИМЕЧАНИЕ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ В КАЗАХСТАНЕ

Данный Проспект не является ни предложением, ни приглашением делать предложения о продаже, покупке, обмене или иной передаче ценных бумаг в Казахстане любому казахстанскому физическому или юридическому лицу, или в его интересах, за исключением тех физических или юридических лиц, которые могут делать это в соответствии с законодательством Казахстана и любыми другими законами, дающие такие полномочия таким лицам или организациям. Настоящий Проспект не может рассматриваться как реклама (т.е. информация, предназначенная для неограниченного круга лиц, которая распространяется и размещается в любой форме и направлена на создание или поддержание интереса к Компании и ее товарам, товарным знакам,

работам, услугам и (или) ее ценным бумагам и должна способствовать их продаже) в соответствии с законодательством Республики Казахстан и для целей законодательства Республики Казахстан, за исключением случаев, когда такая реклама полностью соответствует законодательству Республики Казахстан.

ПРИМЕЧАНИЕ ДЛЯ ЗАРУБЕЖНЫХ ИНВЕСТОРОВ

Не было предпринято никаких действий, позволяющих провести публичное размещение акций в соответствии с применимым законодательством о ценных бумагах любой юрисдикции, включая Соединенные Штаты, Австралию, Канаду или Японию. Акции не были и не будут зарегистрированы или квалифицированы в соответствии с применимым законодательством о ценных бумагах Соединенных Штатов, Австралии, Канады или Японии, или любых других юрисдикций. За некоторыми исключениями, Акции не могут предлагаться или продаваться в какой-либо юрисдикции, а также за счет или в пользу любого гражданина или резидента любой юрисдикции, включая Соединенные Штаты, Австралию, Канаду или Японию. Настоящий Проспект не является предложением или приглашением подписаться на какие-либо акции или приобрести какие-либо акции любому лицу в любой юрисдикции, в отношении которого такое предложение или приглашение в отношении такого лица является незаконным в такой юрисдикции.

Распространение настоящего Проспекта, а также предложение и продажа Акций в определенных юрисдикциях могут быть ограничены законом. Компания, Продающий акционер и/или Букранеры не предпринимали и не будут предпринимать никаких действий для разрешения публичного предложения Акций в соответствии с действующим законодательством о ценных бумагах любой юрисдикции, за исключением Казахстана. За исключением случаев, указанных в настоящем Проспекте, не было предпринято и не будет предпринято никаких действий для разрешения владения настоящим Проспеектом, или его распространения (или любого другого предложения или рекламных материалов, касающихся Акций) в любой юрисдикции, где могут потребоваться действия для этой цели, или там, где это запрещено законом. Соответственно, ни настоящий Проспект, ни любая реклама, ни любой другой материал предложения не могут распространяться или публиковаться в какой-либо юрисдикции, за исключением обстоятельств, которые приведут к соблюдению каких-либо применимых законов и правил. Лица, в распоряжение которых попадает настоящий документ, обязаны ознакомиться с любыми такими ограничениями и соблюдать их. Любое несоблюдение таких ограничений может представлять собой нарушение законов о ценных бумагах любой такой юрисдикции.

ПРИМЕЧАНИЕ ДЛЯ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ГОСУДАРСТВ И ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Настоящий Проспект был подготовлен на основании того, что все предложения Акций будут сделаны в соответствии с освобождением от требования о подготовке проспекта для публичного предложения переводных ценных бумаг согласно Положения о Проспекте ценных бумаг Великобритании и Положением о Проспекте ценных бумаг ЕС. Соответственно, любое лицо, делающее или намеревающееся сделать какое-либо предложение акций в Великобритании или Соответствующем государстве, должно делать это только при обстоятельствах, при которых у Компании или любого из Букранеров не возникает обязательств по подготовке Проспекта такого предложения. Ни Компания, ни Букранеры, ни кто-либо из них, не санкционировали и не уполномочивают делать какие-либо предложения акций через какого-либо финансового посредника, кроме предложений, сделанных Букранерами, которые представляют собой окончательное размещение акций, предусмотренное в настоящем Проспекте.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ДИСТРИБЬЮТОРОВ

Исключительно для целей требований к управлению продуктами, содержащихся в: (a) Директиве ЕС 2014/65/EU о рынках финансовых инструментов с изменениями и дополнениями («**MiFID II**»); (b) статьях 9 и 10 Делегированной Директивы Комиссии (ЕС) 2017/593, дополняющей MiFID II; и (c) местных мерах по внедрению («**Требования к управлению продуктами ЕЭЗ»**) и отказе от всей и любой ответственности, независимо от того, возникает ли она в результате правонарушения, контракта или иным образом, которую любой «производитель» (для целей Требований к управлению продуктами ЕЭЗ) может иным образом нести в отношении этого, акции

подпадают под процесс утверждения продукта, который определил, что такие акции: (i) совместимы с конечным целевым рынком розничных клиентов и инвесторов, которые соответствуют критериям профессиональных клиентов и подходящих контрагентов, каждый из которых определен в MiFID II; и (ii) пригодный для распространения по всем разрешенным каналам распространения («**Оценка целевого рынка**»). Несмотря на целевой рынок, Оценивающие дистрибьюторы (для целей требований к управлению продуктами ЕЭЗ) должны учитывать, что: цена акций может снизиться, и инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций; Акции не предлагают гарантированного дохода и не защищают капитал; и инвестиции в акции совместимы только с инвесторами, которые не нуждаются в гарантированном доходе или защите капитала, которые (самостоятельно или совместно с соответствующим финансовым или иным консультантом) способны оценить достоинства и риски таких инвестиций и ко-торые обладают достаточными ресурсами, чтобы быть в состоянии нести любые убытки, которые могут возникнуть в результате этого. Оценка целевого рынка не наносит ущерба каким-либо договорным, правовым или нормативным ограничениям на продажу в отношении Предложения.

Во избежание сомнений, Оценка целевого рынка не представляет собой: (a) оценку пригодности или уместности для целей MiFID II; или (b) рекомендацию любому инвестору или группе инвесторов инвестировать, или покупать, или предпринимать какие-либо другие действия в отношении Акций.

Каждый дистрибьютор несет ответственность за проведение собственной оценки целевого рынка в отношении Акций и определение соответствующих каналов распространения.

ВРУЧЕНИЕ СУДЕБНЫХ ИЗВЕЩЕНИЙ И ИСПОЛНЕНИЕ ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВЫХ РЕШЕНИЙ

Компания и Продающий акционер зарегистрированы в соответствии с законодательством Казахстана, и большая часть их соответствующих операций расположены на территории Казахстана. Большинство директоров и исполнительных директоров как Компании, так и Продающего акционера проживают в Казахстане. Большая часть активов Компании и Продающего акционера, а также практически все активы директоров и исполнительных директоров Компании и Продающего акционера находятся в Казахстане. В результате может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов Компании, Продающему акционеру или любому из их соответствующих директоров и исполнительных должностных лиц за пределами Казахстана, или (ii) принудительное исполнение в отношении любого из них судебных решений, вынесенных судами за пределами Казахстана. Казахстанские суды не будут исполнять какое-либо решение, вынесенное в суде какой-либо другой страны, кроме Казахстана, за исключением случаев, когда (i) существует договор между такой страной и Казахстаном, предусматривающий взаимное исполнение судебных решений, и это предусмотрена только в соответствии с условиями такого договора, или (ii) существует фактически действует принцип юридической взаимности (т.е. конкретный судья убеждается в наличии доказательств того, что судебные решения, вынесенные в Казахстане, подлежат исполнению (или были фактически исполнены) в такой другой стране). Казахстан имеет лишь несколько таких договоров с некоторыми странами, а будет ли действовать принцип юридической взаимности в отсутствие договора было бы трудно или даже невозможно доказать. Однако Казахстан является участником Нью-Йоркской конвенции 1958 года о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений («**Нью-Йоркская Конвенция**») и, соответственно, арбитражное решение, вынесенное в стране, которая также является стороной Нью-Йоркской Конвенции, должно признаваться и подлежать исполнению в Казахстане при соблюдении условий признания и приведения в исполнение, изложенных в Нью-Йоркской Конвенции и законодательстве Казахстана. Смотрите также раздел «*Регулирование в Казахстане — Арбитражное право*».

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНО ПРОГНОЗНЫХ ЗАЯВЛЕНИЙ

Настоящий Проспект может содержать определенные «прогнозные заявления» которые относятся без ограничений, к финансовому положению, результатам операционно-хозяйственной деятельности Компании, а также некоторым планам, намерениям, ожиданиям, предположениям,

целям и убеждениям Компании в отношении таких вопросов. Эти заявления могут включать все вопросы, которые не являются реально существующим фактом, и обычно, но не всегда, могут определяться по использованию таких слов, как «полагает», «ожидает», «ожидается», «предвидит», «намеревается», «оценивает», «должен», «будет», «должен», «может», «является скорее всего», «планы» или аналогичные выражения, включая и отрицательные варианты этих выражений, или аналогичную терминологию.

Потенциальные инвесторы должны знать, что прогнозные заявления не гарантируют результатов в будущем и что фактические результаты хозяйственной работы компании и ее финансовое состояние, а также развитие отрасли, в которой она работает, могут значительно отличаться от заявленных или предполагаемых прогнозных заявлений, содержащихся в настоящем Проспекте. Кроме того, даже если результаты хозяйственной деятельности, финансовое положение и бизнес Компании, а также развитие отрасли, в которой она работает, согласуются с прогнозными заявлениями, содержащимися в настоящем Проспекте, эти результаты или события могут не свидетельствовать о результатах или событиях в последующие периоды.

Факторы, которые могут существенно повлиять на фактические результаты, отличные от ожиданий Компании, указаны в предостережениях, публикуемых в настоящем Проспекте, и включают, среди прочего, следующее:

- колебания цен на рынках сырой нефти, газа и нефтепродуктов и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;
- общая международная и внутренняя экономическая и деловая ситуация, включая цены на сырьевые товары;
- способность Компании разрабатывать, замещать и увеличивать свои текущие запасы нефти и газа;
- экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, включая изменения в правительстве;
- задержки и перерасход средств в проектах и операциях по развитию совместных предприятий и дочерних компаний Компании;
- наличие или стоимость транспортных маршрутов, в особенности экспортные транспортные маршруты, такие как трубопровод КТК, и платы за организацию перевозки;
- инциденты или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа и экспортные маршруты, такие как трубопровод КТК;
- риски несоблюдения Группой применимых экологических стандартов и стандартов устойчивости;
- изменения в правительственных постановлениях, включая нормативные изменения, влияющие на доступность разрешений, и действия правительства, которые могут повлиять на деятельность Компании или планируемое расширение;
- отчуждение активов Компанией, в том числе, помимо прочего, в соответствии с планом приватизации правительства;
- изменения в корпоративной организации Компании, ее дочерних компаний, совместных предприятий или ассоциированных компаний;
- операционные ограничения, включая сбои оборудования, трудовые споры и ограничения процесса обработки;
- распространение инфекционных заболеваний, таких как COVID-19 и других;
- способность Компании увеличить долю рынка своей продукции и контролировать расходы;

- колебания курса тенге/доллар США и других обменных курсов;
- незапланированные события или аварии, влияющие на деятельность или объекты Компании;
- изменения в налоговых требованиях, включая изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренные толкования налогового законодательства;
- последствия нестабильности и беспорядков в странах того же региона, что и Казахстан, включая, помимо прочего, военный конфликт России и Украины;
- производительность пластов, результаты бурения и реализация планов Компании по расширению добычи нефти и газа;
- невозможность осуществить какое-либо потенциальное приобретение или невозможность приобретения таких долей на условиях, предложенных Компанией; и
- сроки, влияние и другие факторы неопределенности будущих действий.

Дополнительные факторы, которые могут привести к существенному отличию фактических результатов, показателей или достижений, включают, помимо прочего, факторы, описанные в разделе «*Факторы риска*» а также «*Обзор операционного и финансового состояния*». Прогнозные заявления действительны только на дату настоящего Проспекта, и Компания прямо отказывается от каких-либо обязательств или обязательств по публичному обновлению или пересмотру любых прогнозных заявлений в настоящем Проспекте для отражения каких-либо изменений в ожиданиях Компании или изменений в событиях, условиях или обстоятельствах, на основании которых эти прогнозы основаны. Учитывая неопределенность прогнозных заявлений, Компания не может гарантировать, что прогнозируемые результаты или события будут достигнуты и не рекомендует слишком полагаться на эти заявления.

ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

Предоставление финансовой информации

Прошедшая аудит финансовая информация, изложенная в настоящем Проспекте в отношении Компании, за исключением случаев, когда прямо указано иное, с учетом округления, была получена из финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с МСФО, выпущенными Советом по международным стандартам финансовой отчетности («**МСФО**»).

Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте за год по состоянию на 31 декабря 2019 год, была получена на основе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. («**Финансовая отчетность за 2020 год**»). Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте за годы по состоянию на 31 декабря 2020 и 2021 гг., была получена на основе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы за год по состоянию на 31 декабря 2021 года («**Финансовая отчетность за 2021 год**»). Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 и 2021 г., была получена на основе неаудированной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности Группы за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года и за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года, рассмотренной EY (далее «**Промежуточная финансовая отчетность**»), а вместе с Финансовой отчетностью за 2020 год и Финансовой отчетностью за 2021 год «**Финансовая отчетность**»). Финансовая отчетность вместе с соответствующими отчетами независимого аудитора, относящимися к проверенной консолидированной финансовой отчетности, представлена на страницах от F-2 до F-29 в настоящем Проспекте. Финансовая отчетность была опубликована на вебсайте Компании.

Независимые аудиторы

На дату настоящего Проспекта аудитором Компании является компания EY. EY провели аудит финансовой отчетности Компании за годы по состоянию на 31 декабря 2021, 2020 и 2019 годов, и

представили аудиторский отчет без оговорок. EY не имеет какой-либо заинтересованности в Компании.

Пересчет отчетности

9 ноября 2021 года Компания передала Самрук-Казына свою 100-процентную долю участия в АО «Национальная компания QazaqGaz» («**QazaqGaz**») (ранее АО «КазТрансГаз», находившаяся в собственности Компании). С 9 ноября 2021 года QazaqGaz классифицируется как прекращенная деятельность. Коммерческая структура АО «НК «QazaqGaz» охватывала весь сегмент торговли и транспортировки газа Группы до 8 ноября 2021 года. Кроме того, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств по состоянию на конец года 31 декабря 2020 года, были ретроспективно пересчитаны. Смотрите Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2021 год для получения дополнительной информации о результатах деятельности QazaqGaz за период, закончившийся 8 ноября 2021 года, и по состоянию на конец года 31 декабря 2020 года.

Валюта

В настоящем Проспекте, если не указано иное, используются следующие определения:

- «**€**», «**евро**» или же «**евро**» означает имеющую законное хождение на данный момент валюту государств-членов Европейского Союза, принявших единую валюту в соответствии с Римским договором об учреждении Европейского экономического сообщества с поправками;
- «**$ США**», «**Доллар США**» или же «**доллар**» означает законную на данный момент валюту Соединенных Штатов, их территорий и владений;
- «**РУБ**» означает российский рубль, валюту, имеющую законное хождение в Российской Федерации
- «**тенге**» означает валюту, имеющую законное хождение в Казахстане.

Представление определенной информации, касающейся дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний

Дочерними предприятиями являются предприятия, в отношении которых Компания прямо или косвенно имеет право управлять их финансовой и операционной политикой, как правило, при этом она владеет более чем 50% акций с правом голоса.

Дочерние компании полностью консолидируются с даты передачи контроля Компании или одной из ее дочерних компаний. Если не указано иное, в настоящем Проспекте информация, представленная по прямым и косвенным дочерним компаниям Компании в отношении их производства и запасов, и другая аналогичная информация отражает общую долю дочерних компаний в них, независимо от процентной доли участия Компании в них.

Совместная деятельность – это деятельность, в которой две или более сторон имеют совместный контроль. Совместный контроль — это согласованное в договоре разделение контроля над деятельностью компании, которое существует только тогда, когда решения о соответствующей деятельности требуют единодушного согласия сторон, имеющих совместный контроль. Совместная деятельность Компании существует в двух формах: совместные предприятия и совместные операции. Совместное предприятие — это тип совместного предприятия, при котором стороны, имеющие совместный контроль над деятельностью, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместные операции – это совместная деятельность, при которой стороны, имеющие совместный контроль над этой деятельностью, имеют права на активы и обязательства, в той части, в которой обязательства, связаны с такой деятельностью.

В соответствии с IAS 28, который применяется конкретно к доле участия в совместных предприятиях, совместные предприятия, соответствующие определению совместного предприятия в соответствии с IAS 28, должны учитываться с использованием «метода долевого участия». Доли

участия Компании и ее дочерних компаний в совместных предприятиях учитываются в финансовой отчетности по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании доля Компании в совместном предприятии отражается в виде одной статьи.

При приобретении совместной операционной деятельности Компания признает в отношении своей доли участия в таких совместных операциях, включая свою долю в любых активах, находящихся в совместном владении, а также в активах и обязательствах, свою долю в любых совместно понесенных обязательствах. Компания также признает выручку от продажи своей доли продукции, полученной в результате совместной операционной деятельности; свою долю в выручке от реализации продукции совместной операционной деятельности; и расходы, возникающие в связи с совместной операционной деятельности, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

Ассоциированные компании — это организации, на которые Компания прямо или косвенно оказывает значительное влияние, но не контролирует их, как правило, при наличии пакета акций от 20 до 50 процентов с правом голоса. Инвестиции в ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия. Доли участия Компании и ее дочерних компаний в ассоциированных компаниях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке таких ассоциированных компаний и отражается одной строкой в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании.

Если не указано иное, информация, представленная в настоящем Проспекте в отношении добычи и запасов, а также другая аналогичная информация о совместных предприятиях Компании или ее дочерних компаний, отражает пропорциональные доли участия Компании и (или) соответствующих дочерних компаний в совместных предприятиях. Аналогичным образом, информация, представленная в настоящем Проспекте в отношении добычи и запасов, и другая аналогичная информация об ассоциированных компаниях отражает пропорциональную долю участия Компании и ее дочерних компаний в ассоциированных компаниях. В некоторых разделах настоящего Проспекта Компания предоставила информацию о добыче и запасах и другую аналогичную информацию о Компании и ее дочерних компаниях и совместных операциях отдельно от добычи и запасов и другую аналогичную информацию о совместных предприятиях, учитываемых по методу долевого участия, для обеспечения некоторой взаимосвязи с финансовой отчетностью соответствующих предприятий.

Дополнительную информацию о том, как Компания учитывает свои дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные компании смотрите в Примечаниях 7 и 19 к Финансовой отчетности за 2021 год и Примечаниях 7 и 17 к Промежуточной финансовой отчетности.

Определенная информация о запасах

Компания подсчитывает свои запасы с использованием как Системы управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS), так и казахстанской методики (описание обеих приводится ниже). Данные о запасах, содержащихся в настоящем Проспекте, взяты, если не указано иное, из отчета DeGolyer and MacNaughton, подготовленного по данным PRMS («**D&M**»), которые оценивали запасы и ресурсы на протяжении экономически рентабельного срока эксплуатации. Компания получила согласие D&M на раскрытие данныъ о запасах в настоящем Проспекте.

- **Казахстанская методика**: Компания подсчитывает свои запасы с использованием казахстанской методики в соответствии с казахстанским законодательством о недропользовании, которое основано на системе, применявшейся в бывшем Советском Союзе, которая значительно отличается как от (i) международно-признанных стандартов оценки запасов в соответствии с PRMS, так и (ii) классификации запасов, разрешенной SEC («**Стандарты SEC**»), в частности, в отношении того, каким образом и в какой степени коммерческие факторы учитываются при подсчете запасов. В то время как казахстанская методика допускает включение довольно предположительных объемов запасов, относящихся к весьма умозрительным площадям, для отражения показателей запасов, рассчитанных с

использованием казахстанской методики, включенной в настоящий Проспект, Компания решила включить только запасы A+B+C1.

- **Система управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS):** Компания также подсчитывает свои запасы в соответствии с международно признанными стандартами оценки запасов в рамках Системы управления ресурсами и запасами углеводородов, спонсируемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Мировым нефтяным советом и Обществом инженеров-оценщиков нефти («**PRMS**»). Компания впервые публично сообщила о запасах в соответствии с PRMS в своем годовом отчете за 2021 год по состоянию на 31 декабря 2020 год, и определенная информация о запасах в соответствии с PRMS была включена в настоящий Проспект (Смотрите «*Описание деятельности Компании — Резервы*»).

Оценки, полученные в соответствии с казахстанской методикой, могут быть значительно выше, чем оценки, полученные в соответствии со стандартами PRMS и SEC, поскольку казахстанская методика существенно отличается от этих стандартов. С 1 января 2010 г. стандарты SEC были пересмотрены на предмет приведения их в соответствие с PRMS, включая возможность добровольного раскрытия информации о вероятных и возможных запасах в дополнение к доказанным запасам. Однако различия между методологией классификации PRMS и казахстанской методологией все еще остались: казахстанская методолгия фокусируется на фактическом физическом присутствии углеводородов в геологических формациях, а запасы оцениваются исходя из вероятности такого физического присутствия, в то время как, для сравнения, система классификации PRMS также фокусируется на физическом присутствии углеводородов в геологических формациях, но также учитывает и экономическую эффективность добычи этих запасов (включая такие факторы, как затраты на разведку и бурение, эксплуатационные расходы, транспортные расходы, налоги, существующие цены на продукцию и другие факторы, влияющие на экономическую эффективность данного месторождения). Более того, по казахстанской методолгии резервы утверждаются государственной комиссией по резервам при Министерстве энергетики.

Запасы оцениваются только один раз в год, и, соответственно, на дату настоящего Проспекта информация о запасах отсутствует на любую дату после 31 декабря 2021 года.

Данные об износе, истощении и амортизации в Финансовой отчетности подготовлены в соответствии с МСФО на основе оценок запасов в соответствии с данными PRMS и взяты из опубликованных проверенных финансовых отчетов некоторых совместных предприятий Компании и ее дочерних компаний.

Данные об углеводородах

Термин «тонны» в настоящем Проспекте означает метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1000 килограммам.

Исключительно в информационных целях некоторые оценки в настоящем Проспекте представлены следующим образом:

- нефти и конденсата в баррелях и баррелях в год. Цифры в баррелях конвертированы из внутренних учетных записей Компании, представленных в тоннах, из расчета 7,6 баррелей на тонну. Цифры в баррелях в день были получены путем деления годовых цифр на 365; а также

- продукты растительного происхождения, к которым относятся бутан, пропан, сжиженный нефтяной газ («**СНГ**») и жидкие углеводороды, в баррелях. Цифры в баррелях конвертированы из внутренних учетных записей Компании, представленных в тоннах, из расчета 7,6 баррелей на тонну. Данные о баррелях в день были получены путем деления годовых показателей на 365.

Для внутреннего учета информация Компании о добыче, транспортировке и реализации сырой нефти и газового конденсата указывается в тоннах – единице измерения, отражающей массу соответствующего углеводорода. Для удобства такая информация представлена в настоящем

Проспекте как в тоннах, так и в стандартных баррелях на 42 галлона США (примерно 159 метрических литров) («**баррелей**»), пересчитанные из тонн, как описано выше. Фактическое количество баррелей добытой, отгруженной или проданной сырой нефти может отличаться от представленного здесь эквивалента сырой нефти в баррелях, поскольку из тонны более тяжелой сырой нефти будет получено меньше баррелей, чем из тонны более легкой сырой нефти. Курсы пересчета для других компаний для перевода тонн в баррели и для перевода кубических футов в кубические метры могут быть разными.

Округление

Некоторые числовые данные, включенные в настоящий Проспект, были округлены. Соответственно, цифровые значения, показанные в некоторых таблицах как итоговые значения, могут не представлять собой арифметическую сумму цифр, из которых они были получены. Если не указано иное, все проценты округлены до ближайшей десятой доли одного процента.

Информация, полученная от третьих лиц

Компания получила определенную информацию и статистические данные, представленные в настоящем Проспекте, от третьих лиц, в том числе от Управления США по информации в области энергетики («**EIA**»), Организации стран-экспортеров нефти (**«ОПЕК»**), «S&P», Бюро национальной статистики Агентсва по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан (**«Бюро статистики**»), Министерства финансов Казахстана («**Министерство финансов**»), Министерства энергетики Казахстана («**Министерство энергетики**»**),** Национального банка Казахстана («**НБК**»**)** и других открытых источников в Казахстане, включая Годовой отчет НБК, Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из сообщений и публикаций казахстанской прессы, постановлений и постановлений правительства Казахстана («**Правительство**»**)**. Такая информация содержится в настоящем Проспекте под заголовками «*Представление финансовой и другой информации*», «*Краткая информация о Проспекте*», «*Факторы риска*», «*Описание деятельности Компании*», *«Обзор отрасли и рынка»* а также «*Обзор операционного и финансового состояния*». Там, где приводится информация, данные или статистика, полученные от третьих лиц, их источник указывается, данные воспроизводятся точно, и, насколько Компании известно, и она может установить это из соответствующей доступной информации, опубликованной вышеупомянутыми источниками, не было опущено никаких фактов, которые бы сделали представленную информацию, данные и статистику неточными или вводящими в заблуждение.

Инвесторы должны иметь в виду, что ни Компания, ни Продающий акционер, ни Букранеры не проверяли независимо информацию, полученную от третьих лиц или правительства. Кроме того, показатели финансовой или операционной деятельности конкурентов Компании, использованные при оценке сравнительного положения Компании, могли быть рассчитаны иначе, чем соответствующие показатели, используемые Компанией. Официальная статистика и другие данные, публикуемые государственными органами, могут быть не такими полными или надежными, как данные более развитых стран, а также могут быть получены на основе методики, отличной от той, которая используется в более развитых странах. В частности, инвесторы должны знать, что определенная статистическая информация и другие данные, содержащиеся в настоящем Проспекте, были получены из официальных государственных источников и не были подготовлены в связи с составлением настоящего Проспекта.

Кроме того, определенная информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, основана на знаниях и исследованиях руководства Компании с использованием информации, полученной из официальных источников. Компания точно воспроизвела такую информацию, и, насколько Компании известно и что она может установить из информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, которые могли бы сделать воспроизведенную информацию неточной или вводящей в заблуждение. Тем не менее, потенциальным инвесторам рекомендуется относиться к этим данным с осторожностью. Эта информация не проходила независимую проверку и, следовательно, содержит некую неопределенность в части полноты или достоверности такой информации, которая не была подготовлена в связи с подготовкой настоящего Проспекта.

Представление альтернативных показателей эффективности

В настоящем Проспекте Компания использует следующие показатели при анализе своего бизнеса и финансового положения, которые, по мнению Компании, представляют собой альтернативные показатели эффективности, не соответствующие МСФО («**АРМ**»). Ниже приводится краткая информация об используемых показателях АРМ и определение и обоснование включения таких показателей.

Показатели	**Определения**	**Обоснование**
Показатель EBITDA	Рассчитывается как доход *плюс* дивиденды полученные от совместных и ассоциированных предприятий, *минус* стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов, *минус* производственные расходы, *минус* Общие и административные расходы, *минус* транспортные и расходы на реализацию, *минус* налоги, кроме налога на прибыль.	Показатель производительности.
Скорректированный показатель EBITDA	Рассчитывается как доход *плюс* дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, *минус* стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов, *минус* производственные расходы, *минус* общие и административные расходы, *минус* транспортные и коммерческие расходы, *минус* налоги, кроме налога на прибыль.	Показатель производительности.
Промежуточный показатель EBITDA за последние двенадцать месяцев	Рассчитывается как EBITDA за год по состоянию на 31 декабря 2021 года, минус EBITDA за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 года, плюс EBITDA за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года.	Показатель производительности.
Денежные средства и депозиты (в том числе долгосрочные)	Рассчитывается как сумма денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных банковских депозитов и долгосрочных банковских депозитов.	Показатель ликвидности.
Долг (включая текущие платежи)	Рассчитывается как текущая часть заимствований плюс долгосрочная часть заимствований.	Показатель ликвидности.
Свободный денежный поток	Рассчитывается как консолидированный денежный поток от операционной деятельности (включая дивиденды полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, но не включая изменения в оборотном капителе и условия авансов, полученных за поставку нефти) *минус* приобретение основных средств (так	Показатель ликвидности.

Показатели	Определения	Обоснование
	называемые авансы на основные средства) *минус*, приобретение нематериальных активов, *минус* приобретение активов месторождений разработки *минус* приобретение активов по оценке и разведке *минус* приобретение доли в дочернем/совместном предприятии *плюс* средства, полученные от продажи долей участия в дочернем/совместном/ассоциированном предприятии (за исключением средств, полученных от передачи активов Компании в конкурентную среду в соответствии с перечнями, утвержденными Постановлениями Правительства РК № 1141 от 30 декабря 2015 года и № 908 от 29 декабря 2020 года (с изменениями и дополнениями) по результатам деятельности за отчетный период.	
Общий долг	облигации (долговые бумаги) плюс займы (краткосрочные и долгосрочные)	Показатель ликвидности.
Чистый долг	Рассчитывается как Общий долг *минус* денежные средства и денежные эквиваленты *минус* банковские депозиты (краткосрочные и долгосрочные).	Показатель ликвидности.
Чистый долг/ EBITDA	Рассчитывается как отношение консолидированной Чистому долгу к EBITDA.	Показатель производительности.
Чистый долг/ скорректированная EBITDA	Рассчитывается как отношение консолидированной Чистого долга к скорректированному показателю EBITDA.	Показатель производительности.

Вышеупомянутые АРМ были включены в настоящий Проспект, чтобы способствовать лучшему пониманию исторических тенденций деятельности и финансового состояния Группы. Группа использует АРМ в качестве дополнительной информации к своим результатам от операционной деятельности или финансовому положению в соответствии с МСФО. АРМ не определены в МСФО и не представлены в соответствии с ними. АРМ не являются показателями операционной деятельности и (или) ликвидности Группы в соответствии с МСФО и не должны использоваться вместо показателей эффективности и (или) ликвидности в соответствии с МСФО или рассматриваться как альтернатива им. АРМ относятся к отчетным периодам, описанным в настоящем Проспекте, и не предназначены для прогнозирования результатов в будущем. Кроме того, другие компании, в том числе работающие в той же отрасли, что и Группа, могут рассчитывать АРМ с аналогичным названием иначе, чем Группа. Поскольку компании не рассчитывают эти АРМ одинаковым образом, представление Группы таких АРМ может быть несопоставимым с расчетами АРМ с аналогичным названием, используемыми другими компаниями.

Для сверки АРМ, использованных в настоящем Проспекте, с финансовой отчетностью Смотрите «*Отдельные консолидированные финансовые и другие информационные альтернативные показатели эффективности.*»

СОДЕРЖАНИЕ

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ПРОСПЕКТА 1
ФАКТОРЫ РИСКА 12
ПРЕДЛОЖЕНИЕ 51
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДОВ 63
ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА 64
КАПИТАЛИЗАЦИЯ 67
НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА 69
ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ 85
ВЫДЕРЖКИ ИЗ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ОТЧЕТНОСТИ О ФИНАНСОВЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ 157
ДИРЕКТОРЫ, ПРАВЛЕНИЕ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ 232
ОСНОВНЫЕ И ПРОДАЮЩИЕ АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ 248
ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ, ОХРАНЫ ЗДОРОВЬЯ И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ 257
РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ 263
ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА КАЗАХСТАНА 290
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ 300
ПЛАН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ 305
ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПРОДАЖУ 311
РАСЧЕТЫ И ПЕРЕДАЧА 314
ЮРИДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ 315
НЕЗАВИСИМЫЕ АУДИТОРЫ 316
ПРИЛОЖЕНИЕ А – КРАТКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ИЗ ОТЧЕТА D&M 317
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ 319
ГЛОССАРИЙ ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ 322
УКАЗАТЕЛЬ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ 334

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ПРОСПЕКТА

Раздел 1 – Введение

Введение

Настоящий Проспект касается допуска к листингу Акций, который претендует на включение в Официальный список AIX 5 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату, и торгам на AIX 8 декабря, или приблизительно в эту дату.

Идентификационный номер ценных бумаг по Акциям (ISIN) KZ1C00001122. Тикер AIX – KMG и Тикер KASE – KMGZ.

Юридическое и коммерческое наименование Эмитента Акций – АО «Национальная компания «КазМунайГаз», имеющее идентификатор юридического лица 2138001H1M69RFJCSH88 и идентификационный номер предприятия 020240000555. Юридический адрес Компании: улица Кунаева, 8, Астана, 010000, Казахстан, номер телефона: +7 (7172) 786 343. Контактная электронная почта Компании в отношении связи с инвесторами ir@kmg.kz.

Настоящий Проспект был утвержден Правлением КМГ 27 октября 2022 года и AIX 7 ноября 2022 года.

Идентификационные и контактные данные Лица, испрашивающего допуска к торгам на Уполномоченой инвестиционной бирже:

КМГ, зарегистрированный по адресу:
улица Кунаева, 8, Астана, 010000, Казахстан
номер телефона: +7 (7172) 786 343
ir@kmg.kz
www.kmg.kz

Адрес и контактная информация AIX:
Проспект Мангилик Ел 55/19, блок С 3.4, Астана, Казахстан
Номер телефона: +7 (717) 223 53 20
markets@aix.kz
www.aix.kz

Адрес и контактная информация KASE:
8-й этаж, Северная башня Многофункционального Комплекса Almaty Towers, ул. Байзакова 280, Алматы, Казахстан; тел.: +7(727) 237 53 00, 237 53 11; world@kase.kz; www.kase.kz

Предупреждения

Настоящее краткое описание Проспекта следует рассматривать как введение к настоящему Проспекту.

Любое решение об инвестировании в Акции должно основываться на рассмотрении инвестором настоящего Проспекта в целом. Любое решение инвестировать в Акции может привести к потере инвестором всего или части инвестированного капитала.

Гражданская ответственность распространяется только на тех Лиц, которые представили краткое описание, включая его перевод, но только в том случае, где краткое описание вводит в заблуждение, является неточным или непоследовательным при его прочтении вместе с другими частями настоящего Проспекта или если оно не содержит, при прочтении вместе с другими частями настоящего Проспекта, ключевой информации, которая может помочь инвесторам

решить, стоит ли инвестировать в Акции.

Инвесторы согласны и признают, что при подаче инвесторами запроса на заявку для подписки (покупки) Акций, при Предожении на KASE и/или Предложении на AIX («**Заявления**»), включая Заявления поданные при Прямой подписке («**Заявки**»), персональные данные инвесторов и иная информация о них, в том числе и суммы Заявления от инвесторов, могут быть раскрыты Продающему акционеру и (или) Компании брокерскими компаниями, допущенными в качестве участников торгов на AIX или KASE, которые должны получить согласия от инвесторов, необходимые для раскрытия такой информации Продающему акционеру и (или) Компании.

Раздел 2 – Ключевая информация об Эмитенте

Кто является Эмитентом ценных бумаг?

Юридическое и коммерческое наименование Эмитента Акций – АО «Национальная компания «КазМунайГаз», имеющее идентификатор юридического лица 2138001H1M69RFJCSH88.

Компания является акционерным обществом, зарегистрированным 27 февраля 2002 года в соответствии с законодательством Республики Казахстан под идентификационным номером (БИН) 020240000555. Основным законодательным актом, в соответствии с которым Компания осуществляет свою деятельность, является Закон Республики Казахстан № 415-II «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года (с изменениями) («**Закон об АО**»), Закон РК № 413-IV от 1 марта 2011 года «О государственном имуществе» (с поправками) и Закон РК № 550-IV от 1 февраля 2012 года «О государственном фонде благосостояния» (с поправками).

Основная деятельность

К основным видам деятельности Эмитента относятся:

(1) Разведка и добыча нефти и газа;
(2) Транспортировка нефти;
(3) Участие в разработке и реализации государственной политики, связанной с нефтегазовой отраслью; а также
(4) Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами (дизель, газ, битум и другие продукты).

Основные рынки для продуктов Компании:

Продукт	Рынок
Нефть	Европа (99%)
Нефтяные продукты	Казахстан (80%), другие – Европа, Китай, Россия (20%)

Основные акционеры

Акционерный капитал Компании составляет 916 540,5 миллионов тенге, состоящего из выпущенных и размещенных простых акций с разной номинальной стоимостью. Компания имеет только простые акции, все из которых голосующие акции для целей законодательства Казахстана.

На дату настоящего Проспекта приблизительно 90,42% всех Акций в Компании принадлежит Самрук-Казына, а приблизительно 9,58% принадлежит НБК.

В 2015 году, НБК заключил договор доверительного управления с Самрук-Казына в отношении Акций в Компании, принадлежащей НБК. Соглсано Договору доверительного управления Самрук-Казына должен

осуществлять любые права акционера в отношении Акций Компании, принадлежащих НБК, в интересах НБК. Непосредственно после опубликования Предложения ожидается, что не менее 85,42%[1] Акций в Компании будет принадлежать Самрук-Казына, и не менее 9,58% - НБК. Смотрите «*ОСНОВНЫЕ И ПРОДАЮЩИЕ АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ – Национальный банк Республики Казахстан*».

Совет директоров

Наименование	**Название должности**
Кристофер Джон Уолтон	Председатель Совета директоров Компании, независимый директор
Магзум Маратович Мирзагалиев	Председатель Правления Компании, член Совета директоров Компании
Узакбай Сулейменович Карабалин	Представитель Самрук-Казына, член Совета директоров Компании
Филип Малкольм Холланд	Член Совета директоров Компании, независимый директор
Тимоти Глен Миллер	Член Совета директоров Компании, независимый директор
Ернар Бейсенулы Жанадил	Представитель Самрук-Қазына, член Совета директоров Компании
Гибрат Кайратович Ауганов	Представитель Самрук-Қазына, член Совета директоров Компании
Асель Ануаровна Хаирова	Член Совета директоров Компании, независимый директор

Наиболее значимыми тенденциями последнего времени, влияющими на Компанию и отрасли, в которых она работает, являются следующие:

- Изменения мирового спроса на углеводороды и колебания цен на сырую нефть;
- Межправительственные и правительственные постановления и политика, в том числе соглашения нефтедобывающих стран о сокращении добычи и/или регулировании цен на сырую нефть и углеводородные продукты;
- Продолжающийся военный конфликт между Россией и Украиной и антироссийские санкции, которые уже введены или должны быть введены США, ЕС, Великобританией и другими странами; и

Растущее давление на нефтегазовую отрасль с целью повышения углеродной нейтральности и внедрения стандартов окружающей среды, социальных вопросов, внутрикорпоративных отношений (ESG).

Описание Группы и положения Компании внутри Группы

Компания является материнской компанией Группы, в которую входят различные дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные компании, в которых Компания владеет различными долями участия непосредственно или через другие свои дочерние компании. На дату настоящего Проспекта Группа состоит из 168 организаций, включая Компанию.

Независимые аудиторы

Независимыми аудиторами Компании являются ТОО «Эрнст энд Янг», зарегистрированные по адресу Есентай Тауэр, пр. Аль-Фараби, 77/7,

[1] Предполагая, что все 30 505 974 предложенных Акций в Предложении проданы.

Алматы, 050060, Казахстан.

Кредитные рейтинги

Текущие кредитные рейтинги Компании были пересмотрены и оценены «S&P» на уровне «BB+» (прогноз «негативный»), «Moody's» на уровне «Baa2» (прогноз «стабильный») и Fitch на уровне «BBB-» (прогноз «стабильный»).

Какова основная финансовая информация об Эмитенте?

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	по состоянию на конец года 31 декабря			Шесть месяцев, по состоянию на 30 июня	
	2019 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**2021 г.**	**2021 г. (пересчитано)**	**2022 г.**
			(*миллионов тенге*)		
Общая выручка и прочие доходы	7 970 132	4 012 786	6 742 739	3 047 893	4 909 638
Общие затраты и расходы	(6 585 501)	(4 016 941)	(5 676 484)	(2 552 120)	(4 098 078)
Чистая прибыль за период	1 158 457	171 897	1 197 340	644 433	676 960

Консолидированный отчет о финансовом положении

	По состоянию на 31 декабря			Шесть месяцев, по состоянию на 30 июня	
	2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**	**2021 г. (неуадированно)**	**2022 г. (неуадированно)**
			(миллионов тенге)		
Всего активов	14 081 915	14 653 287	13 652 261	15 461 593	15 210 388
Всего обязательств	5 855 259	6 016 608	5 493 580	6 161 566	6 284 129
Общий капитал	8 196 656	8 636 679	8 158 681	9 300 027	8 926 259

Консолидированный отчет о движении денежных средств

	по состоянию на конец года 31 декабря			Шесть месяцев, по состоянию на 30 июня	
	2019 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**2021 г.**	**2021 г. (пересчитано)**	**2022 г.**
			(*миллионов тенге*)		
Чистый приток денежных средств от операционной деятельности	123 801	446 533	1 078 497	443 744	354 155
Чистый отток денежных средств от инвестиционной деятельности	(319 562)	(205 611)	(988 694)	(59 661)	(235 499)
Чистый денежный отток от операционной деятельности	(270 371)	(245 227)	(282 533)	(97 718)	(176 503)

В отчетах по финансовым отчетам отсутствуют оговорки.

Показатель EBITDA Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. составил 1 609 миллиардов тенге. Данное значение складывается из следующих компонентов: (i) 1,042 миллиардов тенге было получено в сфере разведки и добычи, (ii) 211 миллиардов тенге было получено в сфере транспортировки сырой нефти, (iii) 289 миллиардов тенге было получено в сфере переработки, маркетинга и реализации и (iv) 85 миллиардов тенге было получено от корпоративной и других видов коммерческой деятельности Компании. Общая выручка Компании увеличилась на 61,1% до 5 838,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., с 3 625,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. - показатель, демонстрирующий снижение на 47,1% в сравнении с 6 858,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. За первое полугодие 2022 г. размер общей выручки Компании составил 4 203,2 миллионов тенге в сравнении с выручкой за первое полугодие 2021 г. - 2 672 миллионов.

Чистая прибыль Компании увеличилась на 596,5% до 1 197,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., с 171,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31

декабря 2020 г. - показатель, демонстрирующий снижение на 85,2% в сравнении с 1 158,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. За первое полугодие 2022 г. чистая прибыль Компании составила 676,9 миллионов тенге в сравнении с доходом за первое полугодие 2021 г. - 644,4 миллионов.

Каковы основные риски, присущие Эмитенту?

Компания подвержена следующим ключевым рискам:

(1) Выручка и чистая прибыль Компании значительно колеблются в зависимости от изменений цен на сырую нефть, которые исторически изменчивы и зависят от множества факторов, не зависящих от Компании;
(2) Компания может столкнуться с задержками и перерасходом средств в проектах развития и операциях;
(3) Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой отраслью, и деятельность Компании может потребовать значительных текущих капитальных затрат;
(4) Государственная политика и нормативные акты в нефтегазовом секторе, в том числе в отношении ценообразования и требований к внутренним поставкам, могут повлиять на деятельносьт Группы;
(5) Группа сталкивается с конкуренцией со стороны других поставщиков нефти и газа;
(6) Ряд добывающих месторождений Компании являются освоенными, и у Компании может не быть возможности успешно разрабатывать, замещать и увеличивать свои текущие запасы нефти и газа;
(7) Представленные объемы или классификация запасов сырой нефти и газа Компании зависят от достоверных интерпретаций, допущений и суждений;
(8) Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подпадают под санкции США и ЕС, Компания может в будущем подвергнуться санкциям, и текущее или будущее воздействие таких санкций может иметь неблагоприятные последствия для Компании.
(9) Группа имеет сложную структуру собственности и корпоративную структуру, в значительной степени зависит от дивидендов от своих дочерних компаний, совместных предприятий, совместных операций и ассоциированных компаний и не во всех случаях контролирует решения, принимающиеся на уровне дочерних компаний;
(10) Компания имеет доли участия в совместных предприятиях, в которых она имеет неконтролирующую долю участия;
(11) Трудовые споры могут существенно неблагоприятно повлиять на деятельность Группы.
(12) Компания экспортирует значительную часть сырой нефти и газа потребителям в определенных регионах, и неблагоприятные экономические, политические или правовые события в этих регионах могут повлиять на результаты деятельности Компании;
(13) Компания в значительной степени зависит от систем транспортировки нефти и газа, включая трубопроводы, проходящие через территорию России, для транспортировки своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана, и любой сбой или недоступность таких транспортных систем неблагоприятно повлияет на способность Компании доставлять свою продукцию.
(14) Группа в значительной степени зависит от политических, экономических и геополитических условий, существующих в Казахстане; и
(15) Проблемы и воздействия, связанные с изменением климата и устойчивостью экономики, могут потребовать от Компании затрат или дополнительных капиталовложений, могут снизить глобальный спрос на нефть и повлиять на потребность инвесторов в нефти.

Раздел 3 — Основная информация о Ценных бумагах

Каковы основные характеристики

Настоящий Проспект касается предложения Акций, который претендует на включение в

Акций?

Официальный список AIX и к торгам на AIX.

Идентификационный номер ценных бумаг по Акциям (ISIN) KZ1C00001122. Тикер AIX – KMG и Тикер KASE – KMGZ. Валюта Акций – тенге.

Продающий акционер будет продавать до 30 505 974 Акций.

Информация об Акциях

Валюта Акций – тенге (KZT). На дату настоящего Проспекта уставный капитал Компании состоит из 849 559 596 Акций, из которых 610 119 493 Акций было выпущено и размещено. На дату оформления настоящего Проспекта собственных Акций нет. По состоянию на 30 июня 2022 года уставный капитал Компании составлял 916 540,5 миллионов тенге. Акции имеют разную номинальную стоимость. Все акции Компании находятся в бездокументарной форме. Смотрите «*ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА КАЗАХСТАНА – Акционерный капитал*».

Права, предоставляемые Акциями

Владелец Акций имеет право, *среди прочего*:

(1) участвовать в правлении Компании в порядке, установленном законодательством и (или) уставом Компании утвержденном 22 апреля 2016 года (с изменениями и дополнениями) (далее «**Устав**»);
(2) при владении самостоятельно или совместно с другими акционерами пятью и более процентами голосующих акций Компании, вносить предложения в совет директоров Компании («**Совет директоров**») о включении в повестку дня общего собрания акционеров Компании дополнительных вопросов («**Общее собрание акционеров**») в соответствии с Законом об АО;
(3) осуществлять инкассацию дивидендов;
(4) получать информацию о деятельности Компании, а также сведения об аффилированных компаниях, в том числе конфиденциальную информацию, не позднее десяти дней после получения Компанией запроса, если иное не указано в запросе, а также изучать финансовую отчетность Компании, в порядке, установленном законодательством или Уставом;
(5) получать выписки от регистратора Компании или номинального держателя, удостоверяющие право собственности на ценные бумаги Компании;
(6) выдвигать Общему собранию акционеров кандидатов для избрания в Совет директоров;
(7) оспаривать в суде решения, принятые органами Компании;
(8) направлять в Компанию письменные запросы о ее деятельности и получать обоснованные ответы в установленный срок;
(9) получить часть имущества в случае ликвидации Компании;
(10) осуществлять преимущественное право покупки акций Компании или иных ценных бумаг, конвертируемых в ее акции, в порядке, установленном «Законом об акционерных обществах», за исключением случаев, установленных законодательством;
(11) требовать в соответствии с Законом созыва внеочередного Общего собрания акционеров либо обращаться в суд с иском о созыве в случае отказа Совета директоров в созыве Общего собрания акционеров;
(12) требовать в соответствии с Законом об АО созыва заседания Совета директоров;
(13) требовать в соответствии с Законом об АО, чтобы Компания была проверена аудиторской фирмой за свой счет;
(14) выступать с инициативой о принятии решений по вопросам, отнесенным к компетенции Общего собрания акционеров; и
(15) участвовать в принятии решений об уточнении количества или типа акций Компании в порядке, установленном законодательством, на Общем собрании

акционеров.

Ограничения на свободную передачу Акций

Акции, проданные Продающим акционером в рамках Предложения, могут свободно передаваться с учетом ограничений на продажу и передачу согласно соответствующим законам в определенных юрисдикциях, применимых к передающему лицу или получателю, включая Казахстан и другие юрисдикции, а также согласно договорным соглашениям о неотчуждении акций, применимым к Компании и Продающему акционеру. Акции не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах или применимым законодательством о ценных бумагах того или иного штата Соединенных Штатов или любой другой юрисдикции, и не могут предлагаться, продаваться или передаваться, прямо или косвенно, на территории Соединенных Штатов, кроме как в соответствии с освобождением от требований Закона о ценных бумагах касательно регистрации или в сделке, не подпадающей под этот закон.

Дивидентная политика

Дивидендная политика Компании была утверждена Общим собранием акционеров 27 октября 2022 года.

Решения о выплате дивидендов принимаются в соответствии с основными принципами, изложенными в Дивидендной политике Компании, и подлежат рекомендациям Совета директоров и утверждению Общим собранием акционеров, принимаемым с учетом требований применимого законодательства, рыночной конъюнктуры, цен на нефть, структуры задолженности Компании, инвестиционной программы и капитальных затрат, положительной рентабельности и свободного денежного потока, а также иных существенных обстоятельств, которые могут возникнуть и повлиять на способность Компании выплачивать дивиденды в вышеуказанном размере.

За 2019, 2020, 2021 годы и за шесть месяцев 2022 года Компания выплатила дивиденты Самрук-Казына и Национальному Банку Республики Казахстан в раземере 36 998 миллионов тенге (60,64 тенге за акцию), 81 738 миллионов тенге (133,97 тенге за акцию), 49 999 миллионов тенге (81,95 тенге за акцию), 199 997 миллионов тенге (327,80 тенге за акцию), соответственно.

При условии сохранения поддерживающих цен на нефть не менее 70 долларов США за баррель, Компания намерена выплачивать ежегодные дивиденды в размере не менее 200-250 миллиардов тенге (в сумме всем своим акционерам) за каждый финансовый год Компании в 2022, 2023 и 2024, подлежащие выплате в 2023, 2024 и 2025 годах соответственно.

Где будут торговаться Ценные бумаги?

Акции предлагаются Продающим акционером институциональным и/или розничным инвесторам, являющимся резидентами и нерезидентами, и которые претендуют на допуск к торгам AIX. Акции уже включены в официальный список KASE и продолжат торговаться на KASE после Предложения. Торговля на KASE была приостановлена 7 ноября 2022 года и будет оставаться приостановленной до Даты закрытия, включая эту дату.

Каковы основные риски, характерные для Ценных бумаг?

Акции подвержены следующим основным рискам:

(1) Активный рынок торговли Акциями может не развиваться;
(2) Продажа дополнительных Акций после Предложения может привести к снижению цены Акций;
(3) Компания может принять решение не выплачивать дивиденды в будущем; а также
(4) Владельцы Акций в определенных юрисдикциях могут быть не в состоянии осуществить свои преимущественные права.

Раздел 4 – Основная информация о допуске к торгам

На каких условиях и в какие сроки я могу инвестировать в эту Ценную бумагу?

Условия и график реализации Предложения

Цена предложения составляет 8 406 тенге за Акцию. Цена предложения была утверждена Советом директоров Продающего акционера 7 ноября 2022 года. Продающий акционер предлагает Акции через системы AIX согласно Регламенту рынка и Бизнес правилам AIX и KASE в соответствии с Законом Казахстана о рынке ценных бумаг согласно его положениям и процедурам расчетов, и посредством прямой подписки для казахстанских розничных инвесторов через Приложение или в отеделниях Казпочты согласно Реглумаенту рынка. Ожидается, что включение Акций в Официальный список ценных бумаг AIX состоится примерно 5 декабря 2022 года под тикером KMG.

Акции размещаются в Предложении на AIX, Предложении на KASE и Прямой подписке, в каждом случае по одинаковой цене 8 406 тенге за Акцию.

В соответствии с Постановлением Правительства от 5 ноября 2022 года №877 Самрук-Казына имеет право продать до 94 109 125 Акций, что в совокупности составляет примерно 15,42% от общего количества существующих акций («**Авторизованный лимит**»), из которых Самрук-Казына намерен предложить до 30 575 974 акций, что в совокупности составляет около 5% от общего количества существующих Акций Компании. Ожидается, что окончательное количество Акций, подлежащих продаже в рамках Предложения (вместе с ценой и структурой Предложения), будет одобрено Советом директоров в Дату распределения, или приблизительно в эту дату, с последующим утверждением Постановлением Правительства Республики Казахстан (в качестве единственного акционера Продающего акционера) в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Чтобы получить Акции, инвесторы должны заплатить за них средствами, которыми он может распоряжать в тот же день на который они поступают на счет, на Дату закрытия, или до нее, и должны иметь соответствующий счет ценных бумаг.

План распределения

Продающий акционер предлагает в совокупности до 30 505 974 Акций по Цене предложения 8 406 тенге за Акцию.

Продающий акционер предлагает Акции (i) казахстанским и иностранным розничным и институциональным инвесторам через систему формирования книг на AIX и KASE; и (ii) казахстанским розничным инвесторам посредством прямой подписки через Приложение или отделения Казпочты.

Приоритетность удовлетворения заявлений инвесторов

Удовлетворение Заявлений (полное или частичное) производится по единоличному усмотрению Самрук-Казына (и, если применимо, Компании) в целом на основе следующих принципов:

(1) Очередность удовлетворения Заявлений граждан Казахстана. Согласно этому принципу:
   (a) Заявлений граждан Казахстана удовлетворяются в первоочередном порядке (до всех Заявлений инвесторов других категорий) в максимально возможном количестве от общего количества размещенных Акций;
   (b) Заявлений других инвесторов (в том числе институциональных инвесторов-резидентов Казахстана и инвесторов-нерезидентов) удовлетворяются во вторую очередь в максимально возможном количестве от общего количества размещенных Акций за вычетом количества Акций, необходимого для полного удовлетворения всех Заявлений граждан Казахстана.

(2) Безоговорочное право Самрук-Казына (и, соответственно, Компании) отказать по

своему единоличному усмотрению в удовлетворении любого Заявления (полностью или частично) в случае, если, по мнению (независимо от того, насколько оно является точным и (или) обоснованным), Самрук-Казына (и, в соответствующих случаях, Компании) такое удовлетворение приводит или может привести к: (1) высокой концентрации Акций, принадлежащих одному лицу или группе связанных лиц; и (или) (2) нарушению требований применимого законодательства и (или) применимых процедур соблюдения нормативных требований.

Сумма и процент непосредственного дробления в результате Предложения

В приведенной ниже таблице представлена определенная информация о владении акционерным капиталом Компании до Предложения, скорректированная с учетом продажи Акций Продающим акционером в рамках Предложения (при условии, что все Акции проданы в рамках Предложения, соответственно).

	Акции во владении до Предложения		**Акции во владении после Предложения**		**Владение акциями, подлежащее извещению** [2]
Акционер	**Количество**	**Процент**[1]	**Количество**	**Процент**[1]	**Да/Нет**
Самрук-Казына	551 698 745	90,42	457 589 620	85,42	Да
НБК[3]	58 420 748	9,58	58 420 748	9,58	Да

Примечание:
(1) Процент доли простых акций.
(2) Основываясь на Законе об АО, Уставе Компании и Бизнес правилами AIX.
(3) НБК заключил договор о доверительном управлениии с Самрук-Казына в отношении сових акций в Компании. Смотрите «—*Национальный банк Республики Казахстан*» ниже.

Общие расходы по выпуску

Общая сумма комиссий, сборов и расходов, подлежащих уплате в связи с Предложением, составит приблизительно 2,28 миллиардов тенге. Эти суммы включают, среди прочего, вознаграждение аудиторов, налоговых консультантов, финансовых консультантов и юридических конслуьтантов, комиссионные сборы за листинг и допуск к торгам, а также комиссионные за продажу. Сборы и комиссионные, подлежащие уплате Букранерам в связи с Предложением, оплачиваются Компанией и Продающим акционером. Компания и Продающий акционер несут все свои затраты и расходы, понесенные в связи с Предложением.

Предполагаемые расходы, взимаемые с инвестора Компанией / Продающим акционером

Никакие комиссии, сборы или расходы в связи с Предложением не будут взиматься с инвесторов Компанией, Продающим акционером или Букранерами, за исключением брокерских и других применимых сборов/комиссий, подлежащих уплате, когда Букранеры или другие банки предоставляют брокерские услуги инвесторам.

Почему подготовлен этот Проспект?

Продающий акционер получит всю чистую выручку от Предложения, которая составит приблизительно 256 миллиардов тенге, если все Акции будут проданы при Предложении.

Предложение обусловлено вступлением в силу Допуска и заключением соглашения об андеррайтинге между Компанией и Местными букранерами от 29 июля 2022 года (**«Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами»**) к которому Продающий акционер намеревается присоединиться в Дату открытия, или приблизительно в эту дату, и соглашения между Компанией, Продающим Акционером и Международными букранерами, которое намерены заключить в Дату закрытия, или приблизительно в эту дату (**«Соглашение об андеррайтинге с международными букранерами»**) (совместно **«Соглашения об андрерайтинге»**), которое становится безусловным и не расторгаемым

в соответствии с его условиями.

Отсутствуют существенные конфликты интересов, связанные с Предложением или допуском к торгам.
Предложение проводится в целях реализации Комплексного плана приватизации на 2021–2025 годы, утвержденного Постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 декабря 2020 года № 908 «О некоторых вопросах приватизации на 2021–2025 годы» (с изменениями и дополнениями).

ФАКТОРЫ РИСКА

*Прежде чем принимать какое-либо инвестиционное решение в отношении Акций, потенциальные инвесторы должны тщательно рассмотреть риски, изложенные ниже, и другую информацию, содержащуюся в настоящем Проспекте. Указанные ниже риски могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Компании и ее консолидированных дочерних компаний и совместных предприятий в целом («**Группа**»), что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на стоимость Акций. Потенциальные инвесторы должны учитывать, что описанные ниже риски не являются единственными рисками, с которыми сталкивается Группа. Группа описала только те риски, которые она считает существенными. Могут существовать дополнительные риски, которые Группа в настоящее время считает несущественными или о которых она в настоящее время не знает, и любой из этих рисков может иметь указанные выше последствия.*

Приведенные ниже риски были классифицированы по следующим категориям: риски, связанные с отраслью Компании, риски, связанные с деятельностью Компании, риски, связанные с регионом, в котором Компания осуществляет свою деятельность, риски, связанные с налогообложением, и риски, связанные с Акциями и рынком, на котором они торгуются. Эта классификация предоставляется только для удобства, и не следует предполагать, что какая-либо конкретная категория содержит все риски, связанные с этой категорией.

Риски, связанные с отраслью Компании

Выручка и чистая прибыль Компании значительно колеблются в зависимости от изменений цен на сырую нефть, которые исторически изменчивы и зависят от множества факторов, не зависящих от Компании;

Продажа сырой нефти является крупнейшим источником доходов Компании, а цена на сырую нефть и выручка, получаемая Компанией от продажи сырой нефти, зависят от множества факторов, не зависящих от Компании, включая:

- глобальное и региональное предложение и спрос, а также ожидания относительно будущего спроса и предложения на сырую нефть и нефтепродукты;
- влияние экономических условий на клиентов Компании, включая любые сокращения спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- глобальные и региональные социально-экономическая и политическая обстановка и военные события, государственная политика и влияние, особенно в странах того же региона, что и Казахстан (включая, помимо прочего, Россию), а также на Ближнем Востоке и в других нефте добывающих регионах;
- погодные условия, стихийные бедствия и угрозы здоровью населения, а также глобальные пандемии, такие как пандемия COVID-19 и иные;
- доступ к трубопроводам, в особенности к экспортным трубопроводам таким как трубопровод КТК, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов;
- цены и доступность альтернативных видов топлива;
- способность членов ОПЕК, куда Казахстан не входит, а также так называемый ОПЕК в расширенном составе (ОПЕК+), на которую Казахстан имеет ограниченное влияние, и других нефтедобывающих стран устанавливать и поддерживать заданные уровни добычи и цен;
- Казахстанские и зарубежные правительственные постановления и действия, включая экспортные ограничения, стандарты содержания нефти и газа, и налоги, включая

инициативы по налогу на выбросы углерода; а также

- рыночная неопределенность и спекулятивная деятельность.

Исторически сложилось так, что мировые цены на сырую нефть отличаются высокой волатильностью и, как правило, характеризуются значительными колебаниями, определяемыми глобальным балансом спроса и предложения, который полностью находится вне контроля Компании. Кроме того, определенные геополитические действия, включая региональные конфликты и напряженность, такие как конфликты на Ближнем Востоке и недавно начавшийся российско-украинский конфликт, оказывали и продолжают влиять на цены на нефть. Согласно статистике, опубликованной Управлением США по информации в области энергетики (EIA), среднегодовая спотовая цена сырой нефти марки Brent составляла 106,92 доллара США за баррель в первые полугодие 2022 года и 70,86 доллара США за баррель в 2021 году по сравнению со средней ценой 41,96 доллара США за баррель в 2020 году и 64,30 доллара США за баррель в 2019 году. Хотя российско-украинский конфликт вызвал рост цен на нефть и газ во всем мире, в марте 2022 года смесь КТК (включая сырую нефть некоторых членов Группы: ТОО «Тенгизшевройл» («**ТШО**»), «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В. («**НКОК**»), «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» («**КПО**») и российские производители, использующие нефтепровод, эксплуатируемый АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум» («**трубопровод КТК**»), в частности, торговалась с дисконтом до 10 долларов США за баррель по сравнению с существующими рыночными ценами на сырую нефть марки Brent.

Казахстан присоединился к соглашению о сокращении добычи нефти, заключенному в апреле 2020 года странами-членами ОПЕК+ («**ОПЕК+**»), предусматривающему сокращение добычи нефти в связи со снижением цены на нефть после вспышки пандемии COVID-19. Начиная с мая 2021 года страны-члены ОПЕК+ постепенно наращивали добычу нефти до октября 2022 года. 5 октября 2022 года страны-члены ОПЕК+ договорились сократить добычу нефти на 2 миллиона баррелей в сутки с уровня августа 2022 года, начиная с ноября 2022 года, и согласились продлить действие ОПЕК+ до 31 декабря 2023 года. Производственные обязательства Казахстана на ноябрь 2022 года составят 1 628 миллионов баррелей в сутки. Для выполнения этих обязательств Правительство обычно принимает постановление, устанавливающее временные ограничения на пользование недрами в целях разведки и разработки углеводородов, которое не обнародовано. Компания еще не оценила влияние этих обязательств по сокращению добычи на свою деятельность. На дату настоящего Проспекта Компания не получала поручений от компетентных органов (Министерства энергетики) в отношении данных новых обязательств по сокращению добычи принятых Казахстаном.

Колебания цены, по которой Компания может продавать сырую нефть, могут привести к значительному изменению результатов деятельности и движении денежных средств Компании. Исторически сложилось так, что высокие цены на нефть оказывали значительное положительное влияние на деятельность Компании, в то время как более низкие цены на сырую нефть сокращали и могут продолжать сокращать количество сырой нефти, которое Компания может экономически рентабельно добывать, в том числе, в частности, за счет негативно влияющих на экономическую эффективность объемов добычи конкретных скважин или проектов, запланированных или разрабатываемых, когда затраты на добычу превысят ожидаемый доход от такой добычи. Снижение цены за баррель сырой нефти, получаемой Компанией в настоящее время, или любое связанное с этим сокращение общих объемов добычи Компании может привести к сокращению выручки и чистой прибыли, ухудшить способность Компании осуществить запланированные капитальные затраты или понести необходимые затраты для разработки месторождений Компании и может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. В частности, если цена за баррель упадет ниже определенных заложенных в бюджет сумм в течение длительного периода, Компании может потребоваться пересмотреть распределение капитала, и она может не выполнить свои планы по добыче или продолжить определенные проекты по разведке.

Компания может столкнуться с задержками и перерасходом средств в проектах и операциях по разработке.

Подобно другим нефтегазовым компаниям, деятельность Компании связана с разработкой и эксплуатацией сложных проектов, связанных с рядом рисков. Проекты Компании сталкивались в прошлом и могут столкнуться в будущем с отказами оборудования, сбоями в разработке, остановами, задержками и перерасходом средств. Например, совместное предприятие Компании ТШО (с партнерами по совместному предприятию «Chevron Overseas», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «Lukoil International GmbH») столкнулось с перерасходом средств и задержками в реализации двух проектов расширения: Проекта будущего расширения («**ПБР»)** и Проекта управления устьевым давлением («**ПУУД**») на месторождении Тенгиз в западном Казахстане. Хотя первоначально ТШО публично заявило, что стоимость проектов будет составлять до 36,8 миллиардов долларов США, в 2019 году оно впоследствии объявило, что стоимость ПБР и ПУУД ожидается на уровне до 46,5 миллиардов долларов США (включая резерв на непредвиденные расходы в размере 1,3 миллиардов долларов США). ТШО ожидает, что компонент ПУУД будет запущен в конце 2023 года, а компонент ПБР – к середине 2024 года. Это в первую очередь вызвано задержками, связанными со вспышкой COVID-19 на Тенгизе, и соответствующими мерами, принятыми ТШО для минимизации ее воздействия. Хотя ТШО публично сообщил, что ожидает реализации проектов в рамках нового бюджета и сроков, а также предполагает, что любой перерасход средств может быть профинансирован за счет собственных денежных потоков и, при необходимости, за счет внешнего финансирования без права регресса, дальнейший перерасход или задержки могут повлиять либо задержать выплату дивидендов ТШО своим акционерам, включая Компанию. Смотрите «*Описание деятельности Компании – Мега – месторождения – ТШО – Проекты расширения Тенгиза*». Кроме того, на месторождении Кашаган произошел ряд задержек начала промышленной добычи с 2008 по 2013 год, что привело к значительному увеличению капитальных затрат. Кроме того, в сентябре и октябре 2013 года на участке трубопровода были обнаружены утечки высокосернистого газа, что привело к временной остановке добычи на Кашаганском месторождении. 3 августа 2022 г. в связи с обнаружением утечки газа по периметру берегового технологического комплекса «Болашак» НКОК безопасно приостановила эксплуатацию объекта и начала ремонтные работы и проверку целостности установки. Через несколько дней частично производство было благополучно возобновлено. После завершения ремонта и проверки целостности оборудования производство на объекте будет восстановлено в полном объеме.

Другие отказы оборудования, приостановка разработки, остановы, задержки или перерасход средств, которые существенно влияют на деятельность Группы или ее партнеров по совместному предприятию, могут повлиять на добычу или объемы нефти и газа, которые Компания может транспортировать или перерабатывать, и Компании может потребоваться обеспечить дополнительный капитал или это может повлиять на способность Компании точно составлять бюджет, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой отраслью, и деятельность Компании может потребовать значительных текущих капитальных затрат.

Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой и требует капитальных затрат, связанных с техническим обслуживанием, разведкой и разработкой, добычей, транспортировкой, переработкой и торговлей, а также соблюдением природоохранных законов и правил. Хотя капитальные затраты на проекты совместных предприятий Компании финансируются на уровне соответствующего совместного предприятия, исторически Компания имела значительные уровни капитальных затрат и инвестиций, в основном в связи с программой модернизации НПЗ, которая была завершена в 2019 году примерно 1,5 триллиона тенге (или 3,9 миллиарда долларов США). Смотрите «*Операционный и финансовый обзор — Общие капитальные затраты*». Компания также может участвовать в других капиталоемких проектах в будущем.

Компания также стремится привлечь иностранные инвестиции, в том числе путем поиска стратегических партнеров для финансирования разведки и разработки отдельных месторождений. В последние годы Компания продвинулась и достигла определенных договоренностей о сотрудничестве с ПАО «Лукойл» («**Лукойл**») и Eni S.p.A. («**Eni**») в отношении разработки нескольких морских нефтяных месторождений в Каспийском море и ведет переговоры с российской нефтяной компанией ОАО «Татнефть» («**Татнефть**») о сотрудничестве по внедрению новых технологий в отношении разработки месторождений и по проекту завода по производству бутадиенового каучука и изобутана. Кроме того, в рамках своих усилий по диверсификации Компания продолжает быстро развивать нефтехимический бизнес, что может потребовать дальнейших значительных инвестиций. Однако нет никаких гарантий, что Компании удастся найти стратегических партнеров для обеспечения финансирования капитальных затрат. Смотрите «*Описание деятельности Компании — Разведка и добыча — Мега месторождения/Операционные активы» и «Направление деятельности — Нефтехимия*».

В настоящее время Компания ожидает, что большая часть ее обязательств по капитальным затратам в краткосрочной и среднесрочной перспективе будут касаться проектов, направленных на поддержание текущего уровня добычи на существующих месторождениях. Хотя в последние годы внутренних денежных потоков, как правило, было достаточно для поддержания деятельности Компании и финансирования ее роста, нет никаких гарантий того, что Компания будет продолжать генерировать достаточные денежные средства для этих проектов. Способность Компании финансировать будущую деятельность, а также ее запланированные и подтвержденные капитальные затраты будет зависеть от будущей операционной деятельности Компании и, в более широком смысле, от наличия внешнего финансирования и возможности Компании получить доступ к долговым и фондовым рынкам. Доступность финансирования будет зависеть от кредитного рейтинга и долговой нагрузки Компании, а также преобладающих экономических условий, рыночных условий в нефтегазовой отрасли и финансовых, деловых и других факторов, многие из которых находятся вне контроля Компании. Если Компания не может генерировать достаточные денежные потоки или получать необходимое финансирование на приемлемых условиях или вообще, она может быть не в состоянии продолжать развивать свой бизнес или поддерживать или увеличивать свою прибыль. Кроме того, если Компания не может генерировать достаточные потоки денежных средств или иным образом обеспечить достаточную ликвидность для удовлетворения своих требований к капиталу, Компания может быть не в состоянии выполнить свои обязательства по выплате долга, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на результаты деятельности или ликвидность Компании.

Государственная политика и нормативные акты в нефтегазовом секторе, в том числе в отношении ценообразования и требований к поставкам на отечественном рынке, могут повлиять на бизнес Группы.

Правительство требует от всех производителей нефти в Казахстане, включая Компанию, поставлять часть производимой сырой нефти на отечественные нефтеперерабатывающие заводы для удовлетворения внутренних потребностей в энергии, в первую очередь в сельскохозяйственном секторе. Правительство ежемесячно определяет объем сырой нефти, который необходимо поставить на внутренний рынок. По мере роста внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов Правительство может заставить Компанию продавать большую часть своей продукции в соответствии с социально обоснованной политикой. Если Правительство действительно увеличит квоту внутренних поставок Группы сверх объемов, поставляемых Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет над рыночными продажами и будут генерировать значительно меньший доход от добычи, чем сырая нефть, проданная на экспортном рынке, что может существенно и неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежнгые потоки и результаты деятельности Компании.

Кроме того, Группа обязана поставлять природный газ на внутренний рынок по ценам,

которые регулируются Правительством, ниже экспортных цен и в прошлом были ниже себестоимости добычи такого природного газа. В результате, в то время как Правительство и коммунальные предприятия переходят к рыночной системе оплаты самими пользователями, Компания в настоящее время несет убытки от внутренних поставок газа по текущим ценам, и внутренние поставки имеют приоритет над газом, доступным Компании для возврата в оборот производства или для экспортных возможностей. В январе 2022 года, после протестов против роста цен на СУГ, были приостановлены биржевые торги СУГ на электронных торговых площадках, введено государственное регулирование розничных цен на нефтепродукты и СУГ сроком на 6 месяцев, Правительство усилило давление на Группу с целью выполнение планов, утвержденных Минэнерго, по увеличению внутренних поставок СУГ. В марте 2022 года торговля СУГ через электронные торговые площадки была отменена и с января 2023 года будет заменена торговлей на товарных биржах.

Правительство ранее ввело ряд временных запретов на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана с целью стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке, причем последний запрет был введен в июне 2022 года на 6 месяцев (фактически продлевая ранее действовавший запрет, введенный в ноябре 2021 года). Нет никаких гарантий, что в будущем не будут введены дополнительные запреты.

Когда Компания поставляет сырую нефть и газ и производит продукты из нефти и газа в соответствии с социальной политикой или запросом правительства или подпадает под действие запрета на экспорт, ее продажи соответствующих продуктов обычно приносят значительно меньший доход, чем продажи таких продуктов на экспортном рынке по международным рыночным ценам, так что на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании может быть оказано существенное неблагоприятное воздействие.

Группа сталкивается с конкуренцией со стороны других поставщиков нефти и газа.

Продажа сырой нефти и газа на международном уровне сопровождается высокой конкуренцией. Основными конкурентами Компании по продаже сырой нефти являются международные нефтяные компании, многие из которых обладают значительными запасами сырой нефти и финансовыми ресурсами. Основными факторами, определяющими конкуренцию, являются глобальные спрос и предложение на сырую нефть, а также качество добываемой сырой нефти, которое влияет на относительную стоимость сырой нефти, используемой для производства дизельного топлива, бензина и других продуктов нефтепереработки. К другим факторам, которые могут повлиять на конкуренцию на рынке сырой нефти, относятся запасы сырой нефти, дополнительно открываемые конкурентами Компании, новые технологии, повышающие рентабельность извлечения запасов или снижающие себестоимость добычи, политические и экономические факторы и другие факторы, не зависящие от Компании. Усиление конкурентного давления может оказать существенное неблагоприятное влияние на цены, по которым Компания может продавать сырую нефть, и на ее долю на региональном и мировом рынке, а также может повлиять на переговорные позиции Компании при ведении переговоров с контрагентами. Кроме того, многие продукты Группы конкурируют на товарных рынках-, где дифференциация продукта представляет собой серьезную проблему. Там, где конкурентоспособность в основном определяется ценой, эффективность затрат имеет решающее значение для сохранения и увеличения доли рынка Компании. Если Компании не удастся адаптировать свою стратегию и улучшить контроль своих издержек, она может оказаться не в состоянии эффективно конкурировать на определенных рынках.

Кроме того, нефтеперерабатывающие заводы Компании в сегменте переработки и сбыта подвержены конкуренции в регионах, в которых они продают продукты нефтепереработки или нефтехимию. Конкуренция возникает, прежде всего, со стороны других нефтеперерабатывающих заводов, расположенных на соответствующем рынке или в непосредственной близости от него, а в случае нефтеперерабатывающих заводов, являющихся нетто-импортерами, со стороны других международных производителей. Операционная

эффективность и производственные затраты являются ключевыми факторами, влияющими на конкуренцию на рынках нефтепродуктов и химической продукции. Соответственно, если операционная эффективность и производственные затраты нефтеперерабатывающих заводов Компании в ее сегменте переработки и сбыта не будут достаточно конкурентоспособными на географических рынках, которые они обслуживают, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Деятельность Группы подвержена экологическому риску, и Группа обязана соблюдать экологические законы и нормативные акты, которые могут и дальше разрабатываться и изменяться.

Деятельность Группы подвержена экологическим рискам, присущим практически всем аспектам ее деятельности, включая разведку, добычу, транспортировку и переработку нефти и газа. Существуют экологические проблемы с текущими и прошлыми объектами работ, которые были вызваны дочерними компаниями, совместными и ассоциированными предприятиями Компании, а также их предшественниками. Основные экологические обязательства Группы включают загрязнение земель, сжигание попутного газа, сброс сточных вод и разливы нефти.

С 1 июля 2021 года в Казахстане вступает в силу новый экологический кодекс («**Экологический кодекс**»). Смотрите «*Регулирование в Казахстане — Регулирование в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.*»

Экологический кодекс усилил прежние принципы регулирования и ввел новые, такие как принцип «загрязнитель платит». Принятие принципа «загрязнитель платит» привело к введению ряда мер, включая обязательство по устранению экологического ущерба в натуральной форме (в отличие от обязанности предоставлять денежную компенсацию за экологический ущерб в соответствии с прежним природоохранным законодательством) и значительному увеличению размеры штрафов за экологические правонарушения.

Экологический кодекс нацелен на предприятия, которые вносят наибольший вклад в загрязнение среды, в том числе в нефтегазовом секторе. Экологический кодекс возлагает на операторов отдельных объектов (в том числе на заводы по добыче и переработке нефти и газа) («**объекты I категории**»), несущие прямую ответственность за выбросы нанятых оператором подрядчиков, занимающихся строительством, эксплуатацией и обслуживанием объектов, и предписывает внедрение автоматизированных систем мониторинга атмосферного воздуха, начиная с 2023 года, и постепенное внедрение наилучших доступных технологий («**НДТ**») с 2025 года. В целях содействия внедрению НДТ размер платы, уплачиваемой операторами объектов I категории за негативное воздействие на окружающую среду, будет поэтапно увеличиваться в два, четыре и восемь раз каждые три года. Для операторов, включенных в утвержденный Правительством перечень 50 крупнейших предприятий Казахстана с самым высоким уровнем загрязнения, повышение суммы этого сбора начнется в 2025 году, а для всех остальных операторов - с 2031 года. Следующие шесть организаций Группы (включая совместные предприятия) вошли в число этих 50 крупнейших источников загрязнения: Атырауский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «АНПЗ») («**Атырауский НПЗ**»), ТОО «Павлодарский НПЗ» («**Павлодарский НПЗ**»), ТОО «КазахОйл Актобе» («**Казахойл Актобе**»), «ПетроКазахстан Ойл Продактс» («**ПКОП**»), ТШО, КПО и НКОК. ТШО, КПО и НКОК являются операторами, соответственно, месторождений Тенгиз, Карачаганак и Кашаган (совместно «**мегаместорождения**»). Объекты, внедрившие НДТ, будут освобождены от обязанности по уплате сбора за негативное воздействие на окружающую среду. Смотрите «*Регулирование в Казахстане — Регулирование в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды*».

Кроме того, Экологический кодекс значительно продлил применимый срок исковой давности по требованиям, касающимся ущерба окружающей среде, до 30 лет с даты причинения любого такого ущерба. Если Группа подвергнется проверке и будет установлено, что она нарушила Экологический кодекс, это может привести к наложению высоких штрафов. Любой такой

штраф, в свою очередь, может оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Экологический кодекс и соответствующие подзаконные акты, являясь недавно разработанным законодательным актом, могут по-разному толковаться государственными органами и (или) судами и могут подвергаться дальнейшим поправкам, объем которых остается неопределенным.

Затраты Группы на соблюдение природоохранного законодательства в 2021 году составили 33,4 миллиардов тенге, что на 10 миллиардов тенге больше, чем в 2020 году. Затраты на охрану окружающей среды, в основном, представляют собой затраты на переработку нефтеотходов, внедрение более чистых технологий и модернизацию существующих очистных сооружений. Кроме того, Компания увеличила бюджет на утилизацию старых нефтеотходов и очистку нефтезагрязненных почв. Затраты на соблюдение природоохранных норм в будущем и потенциальные обязательства в связи с любым экологическим ущербом, который может или мог быть причинен Компанией, могут оказаться существенными. Например, казахстанские природоохранные органы оштрафовали АО «Эмбамунайгаз» («**ЭМГ**») в 2020 году за чрезмерное сжигание попутного газа примерно на 1,2 миллиарда тенге (29 миллионов долларов США). Более того, на Компанию могут негативно повлиять будущие приказы и (или) штрафы, наложенные природоохранными органами на дочерние компании, совместные предприятия или ассоциированные структуры Компании. Такие приказы могут включать приостановку или прекращение действия одного или нескольких контрактов Компании на недропользование и природоохранных разрешений, а также прекращение деятельности на некоторое время или вообще.

Несмотря на то, что Компания обязана соблюдать все применимые экологические законы и нормы, она не может, учитывая меняющийся характер экологических норм, гарантировать их постоянное соблюдение. Кроме того, Компания не во всех случаях осуществляет оперативный контроль над своими дочерними предприятиями, совместными предприятиями, совместными операциями и ассоциированными предприятиями. *Смотрите «Риски, связанные с деятельностью Компании—Группа имеет сложную структуру собственности и корпоративную структуру, в значительной степени зависит от дивидендов от своих дочерних компаний, совместных предприятий, совместных операций и ассоциированных компаний и не во всех случаях контролирует принимаемые решения»*. Любое несоблюдение применимых экологических требований может повлечь за собой, среди прочего, гражданско-правовую ответственность и штрафы, а также временную или постоянную остановку затронутых предприятий Компании. Любое наложение экологических штрафов, увеличение расходов, связанных с соблюдением требований, приостановка действия или отзыв лицензий, а также расторжение договоров могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы, ее перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

Проблемы и воздействия, связанные с изменением климата и устойчивостью экономики, могут потребовать от Компании затрат или дополнительных капиталовложений, могут снизить глобальный спрос на нефть и газ и негативно повлиять на способность Компании получать финансирование.

Проблемы изменения климата и устойчивости экономики, проявляющиеся в настроениях общественности, настроении инвесторов, в государственной политике, законах и нормативных актах, международных соглашениях и договорах и других действиях, могут снизить глобальный спрос на сырую нефть и привести к переходу на ископаемые виды топлива с более низкой углеродоемкостью или на альтернативные источники энергии. Чтобы справиться с последствиями изменения климата от Компании могут потребоваться расходы, инвестирование дополнительного капитала или внесения изменений в методы хозяйствования.

В частности, усиливающееся давление на правительства с целью сокращения выбросов парниковых газов («**парниковые газы**») привели к целому ряду действий, направленных на сокращение использования ископаемых видов топлива, включая, среди прочего, ограничение

выбросов углерода и режимы торговли, налоги на выбросы углерода, повышение стандартов энергоэффективности, а также стимулы и мандаты для возобновляемых и других альтернативных источников энергии. В ноябре 2021 года Казахстан и другие страны заключили Климатический пакт Глазго, который предусматривает ряд мер и обязательств, направленных на дальнейшее сокращение использования угля, выбросов углерода и переход на возобновляемые источники энергии. Климатический пакт Глазго также призвал к постепенному сокращению субсидий на неэффективное ископаемое топливо. Хотя эти международные обязательства не являются обязательными для компаний напрямую, могут быть выпущены дополнительные нормативные требования, чтобы помочь им выполнить соответствующие обязательства и достичь требуемых целей. Соблюдение любых таких дополнительных требований может дорого обойтись Компании. Смотрите также «-*Деятельность Группы подвержена экологическому риску, и Группа обязана соблюдать экологические законы и нормативные акты, которые могут и дальше разрабатываться и изменяться*». Существующие и предстоящие проблемы и последствия изменения климата, а также связанные с ними законы, нормативные акты, договоры, протоколы, политики и другие действия могут сместить спрос на другие виды топлива, снизить спрос на продукцию Группы и оказать существенное неблагоприятное воздействие на бизнес, финансовое положение и результаты работы.

Также возрастают финансовые риски для нефтегазовых компаний, поскольку акционеры и держатели облигаций, в настоящее время инвестирующие в нефтегазовые компании, обеспокоенные потенциальными последствиями изменения климата, могут в будущем принять решение о переводе части или всех своих инвестиций в энергию, не связанную с ископаемым топливом. Институциональные инвесторы, предоставляющие капитал нефтегазовым компаниям, также стали более внимательно относиться к вопросам устойчивого развития, а практика кредитования и инвестирования институциональных кредиторов в последние годы стала предметом интенсивных усилий по лоббированию, зачастую публичному, со стороны природоохранных структур, сторонников международных соглашений по климату, и иностранных граждан, обеспокоенных изменением климата, отказа в финансировании производителей ископаемого топлива. Ограничение инвестиций и финансирования энергетики, работающей на ископаемом топливе, может ограничить доступность капитала, что приведет к ограничениям, задержке или отмене разработки и производственной деятельности Компании.

Наконец, следует отметить, что увеличение концентрации парниковых газов в атмосфере Земли может привести к изменениям климата, которые имеют значительные физические последствия, такие как увеличение частоты и силы штормов, наводнений и других климатических явлений. Такие события, если они будут серьезными, могут нанести ущерб или негативно повлиять на инфраструктуру Компании или нарушить работу. Если бы такие последствия имели место, они могли бы оказать неблагоприятное влияние на деятельность Компании.

Риски, связанные с деятельностью Компании

Ряд добывающих месторождений Компании являются освоенными, и у Компании может не быть возможности успешно разрабатывать, замещать и увеличивать свои текущие запасы нефти и газа.

По состоянию на 30 июня 2022 года более половины запасов операционных дочерних компаний КМГ, в частности месторождений АО «Озенмунайгаз» («**ОМГ**») и АО «Мангистаумунайгаз» («**ММГ**») и ЭМГ и АО «Каражанбасмунай» («**КБМ**») и ПККР и др., были освоенными, и добыча из этих запасов снижается. Компания реализовала проекты по поддержанию уровня добычи, включая различные проекты по разработке и восстановлении месторождений, включая бурение новых скважин, завершение капитального ремонта скважин и внедрение методов вторичного повышения нефтеотдачи и интенсификации притока. Такая деятельность обычно связана со значительными капитальными затратами на новые технологии и альтернативные методы извлечения запасов из таких месторождений. Для определенных месторождений (или их частей) правительство предоставляет налоговые льготы для

осуществления таких проектов, чтобы сделать эти месторождения более прибыльными. В 2019 году такая налоговая льгота была предоставлена ОМГ, которая снизила ставку НДПИ для отдельных сегментов своих месторождений до 2,6% от 13%. Данная налоговая льгота предоставлялась с 2019 по 2021 год. В 2022 году она была продлена до окончания срока действия контракта на недропользование в 2036 году.

Компания также намерена увеличить общий уровень добычи за счет замены запасов за счет вновь открываемых запасов в долгосрочной перспективе, а также вновь приобретаемых добывающих месторождений нефти и газа. В результате Программы Компании по разведке сырой нефти и газа могут быть пробурены непродуктивные скважины или скважины, где добыча нефти и газа может оказаться экономически нецелесообразной. От Компании может потребоваться сократить, отложить или отменить какие-либо свои буровые работы из-за множества факторов, включая непредвиденные условия бурения, давление или неравномерности в геологических формациях, отказы оборудования или аварии, преждевременное снижение пластов, выбросы, неконтролируемые потоки сырой нефти, природного газа или скважинных жидкостей, загрязнение и другие экологические риски, неблагоприятные погодные условия, соблюдение государственных требований и нехватка или задержки в поставках буровых установок и оборудования. Экономическая целесообразность такой деятельности также зависит от минимальной цены за баррель сырой нефти, которой должно быть достаточно, чтобы Компания могла продолжать свою деятельность, нести капитальные затраты и осуществлять проекты разведки в соответствии со своим бюджетом. Смотрите *«—Выручка и чистая прибыль Компании значительно колеблются в зависимости от изменений цен на сырую нефть, которые исторически изменчивы и зависят от множества факторов, не зависящих от Компании»*.

Нет никаких гарантий, что такая деятельность приведет к желаемым результатам, особенно в географически и технически сложных районах. Любая неспособность Компании реализовать эти виды деятельности частично или полностью или рентабельным способом может привести к сокращению объемов производства или прибыльности такого производства, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или хозяйственные результаты Компании.

Представленные объемы или классификация запасов сырой нефти и газа Компании зависят от достоверных интерпретаций, допущений и суждений.

Данные о запасах, содержащиеся в настоящем Проспекте, взяты из Отчета D&M (если не указано иное) и внесены в настоящий Проспект без изменений. Существует множество неопределенностей, присущих оценке количества запасов и прогнозированию будущих темпов добычи, включая многие факторы, не зависящие от Компании. Оценка количества запасов является субъективным процессом, а оценки, сделанные разными экспертами, могут существенно различаться. Кроме того, результаты бурения, испытаний и добычи после даты оценки могут привести к пересмотру этой оценки. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от количества сырой нефти и природного газа, которые в конечном итоге извлекаются, и, следовательно, доход от них может быть меньше ожидаемого в настоящее время. Значимость таких оценок во многом зависит от точности допущений, на которых они основаны, качества доступной информации и возможности проверки такой информации на соответствие отраслевым стандартам.

Все данные о запасах содержат только оценки и не должны толковаться как представляющие точные количества. Эти оценки основаны на данных о добыче, ценах, затратах, правах собственности, геологических и инженерных данных и другой информации, собранной дочерними, совместными и ассоциированными предприятиями Компании, и предполагают, среди прочего, что будущая разработка нефтегазовых месторождений Компании и конкурентоспособность нефтегазовых продуктов Компании в будущем будет аналогична прошлой разработке и конкурентоспособности. Не может быть никаких гарантий того, что интерпретации, предположения и суждения, использованные Компанией для оценки

доказанных запасов, окажутся точными. Любое существенное отклонение от этих интерпретаций, предположений или суждений может существенно повлиять на расчетное количество или стоимость доказанных запасов Компании. Кроме того, эти оценки могут измениться в связи с новой информацией о добыче или бурении, изменениями экономических факторов, включая изменения цен на сырую нефть и газ, изменениями в законах, правилах или другими событиями. Например, снижение цен может привести к тому, что некоторые доказанные запасы больше не будут считаться коммерчески целесообразными, что может привести к корректировке сделанных Компанией оценок ее доказанных запасов в сторону понижения, обесценению активов Компании или изменениям в капитальных затратах и производственных планах Компании. Кроме того, оценки доказанных запасов могут быть изменены в связи с изменениями в опубликованных правилах или с изменениями в руководствах. Любое существенное сокращение количества или стоимости доказанных запасов Компании может негативно повлиять на деятельность Компании.

Компания в значительной степени зависит от систем транспортировки нефти и газа, включая трубопроводы, проходящие через территорию России, для транспортировки своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана, и любой сбой или недоступность таких транспортных систем отрицательно скажется на способности Компании поставлять свою продукцию.

Сырая нефть Компании транспортируется на экспорт в основном по международным трубопроводам и, в меньшей степени, по железной дороге и морским путям через другие страны. В настоящее время Компания экспортирует свою сырую нефть в Европу по трубопроводам через территорию России в порты Черного и Балтийского морей и через Азербайджан по железной дороге на нефтяной терминал Батуми в Грузии на Черном море. Компания также экспортирует сырую нефть в Китай по прямому Казахстанско-Китайскому Трубопроводу. Компания в значительной степени зависит от межправительственных соглашений между Казахстаном и другими странами по транспортировке своей нефти на рынки за пределами Казахстана и от намерения этих правительств выполнять такие соглашения, которые находятся вне контроля Компании и не могут быть гарантированы.

Сырая нефть с Тенгиза, Кашагана и Карачаганака, крупных месторождений Компании, а также ЭМГ и Казахойл Актобе транспортируется в основном по трубопроводу КТК. В 2021 году примерно 79% всего казахстанского экспорта нефти было транспортировано по трубопроводу КТК. Казахстанский участок газопровода эксплуатируется АО «Каспийский трубопроводный консорциум» («**КТК-К**»), а российский участок газопровода эксплуатирует «Каспийский трубопроводный консорциум-Р» («**КТК-Р**»). Акционеры и КТК-К, и КТК-Р одни и те же, и включают в том числе Россию (31% доля принадлежит ей через Федеральное Агентство Росимущество и Компанию КТК), Казахстан (20,75% через Компанию и ТОО «Kazakhstan Pipeline Ventures» («**KPV**»)), Лукойл (12,5%), Chevron (15%), Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd. (7,5%), Exxon Mobil (7,5%) и BG Overseas Holding Limited, Eni International N.A. N.V. и ООО «Орикс Каспийский Пайплайн», каждая из которых владеет не более чем по 2%. Смотрите *«Описание деятельности Компании — Транспортировка сырой нефти — трубопроводная система КТК.»* После начала российско-украинского военного конфликта в феврале 2022 года США ввели запрет на импорт всей российской сырой нефти, а в июне 2022 г. ЕС ввел частичный запрет на импорт углеводородов из России до конца 2022 года. Сырая нефть, транспортируемая по трубопроводу КТК, известная как смесь КТК, представляет собой смесь сырой нефти как казахстанских, так и российских экспортеров. Хотя запрет США и последующий запрет ЕС не распространяются на часть смеси КТК, сертифицированную как казахстанская, в марте 2022 года смесь КТК торговалась со скидкой до 10 долларов США за баррель по сравнению с существовавшими рыночными ценами на сырую нефть марки Брент. Если будут введены ограничения на транспортировку сырой нефти из России или через Россию, это негативно скажется на бизнесе Группы. Хотя текущие санкции в отношении российских экспортных трубопроводов на трубопровод КТК не распространяются, КТК столкнулся с трудностями в поиске необходимых запасных частей для текущего ремонта и может столкнуться с аналогичными проблемами и общим нежеланием

международных поставщиков поставлять необходимое оборудование для обеспечения любых аварийно-восстановительных работ в будущем в случае повторного повреждения оборудования. Смотрите «*—Риски, связанные с регионом деятельности Компании —На бизнес и результаты деятельности Группы может негативно повлиять продолжающийся вооруженный конфликт между Россией и Украиной*».

Кроме того, если экспортные маршруты Компании будут как-либо сокращены или закрыты, будь то из-за технических сбоев, загрязнения, проблем с безопасностью, политических событий, стихийных бедствий, угроз общественному здоровью и глобальных пандемий или разногласий с партнерами Компании, это, среди прочего, окажет существенное неблагоприятное воздействие на экспорт, что, в свою очередь, окажет существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Значительные сбои в транспортировке также могут привести к сокращению или остановке производства, что вместе с затратами на возобновление и восстановление производства до прежнего уровня - до его снижения или прерывания могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. В течение 2022 года произошло несколько событий, вызвавших или угрожавших временной остановкой деятельности КТК, в том числе шторм в Черном море, поиск опасных подводных объектов на морском дне в районе терминала КТК, санкционированный государственными органами России, дело об административном правонарушении, инициированное Федеральной службой по надзору в сфере транспорта России, органом государственной власти в области морского и речного транспорта («**Ространснадзор**») и приостановка работы выносного точечного причала из-за дефектов оборудования, как описано ниже. В марте 2022 года из-за сильного шторма КТК-Р был вынужден приостановить работу на всех трех выносных причалах (ВТП), продолжая прием нефти на минимальной производительности, а также загрузку танкеров только на одном ВТП. После вывода из эксплуатации двух ВТП и до конца апреля 2022 года ТШО был вынужден ограничить добычу нефти на Тенгизе. В середине апреля 2022 года КТК-Р завершил ремонт и повторно ввел в эксплуатацию один из ВТП, что позволило восстановить нормальную скорость загрузки. Кроме того, в июне 2022 года КТК-Р объявил о плановой остановке двух ВТП на 10 суток для проведения необходимых в соответствии с действующими нормами поисков потенциально опасных подводных объектов до начала ремонтных работ. 28 апреля 2022 года Ространснадзор назначил внеплановую проверку объектов КТК-Р на предмет соблюдения природоохранного законодательства в связи с ранее принятым российским судом решением в рамках спора с российскими властями по поводу разлива нефти, произошедшего в 2021 году. В ходе проверки были выявлены отдельные документальные нарушения плана ликвидации разливов нефти. 6 июня 2022 года Ространснадзор направил в КТК-Р требование устранить нарушения до 30 ноября 2022 года Ространснадзор также возбудил административное дело в отношении КТК-Р по факту правонарушения, в котором местный суд потребовал приостановить деятельность КТК на 90 суток. 5 июля 2022 года суд признал КТК-Р виновным в совершении правонарушения и назначил административное взыскание в виде остановки трубопровода КТК на 30 календарных дней. 11 июля 2022 года после апелляции КТК-Р апелляционный суд удовлетворил апелляцию КТК и заменил приостановку на штраф в размере 200 000 рублей (примерно 3 500 долларов США). Работа терминала в этот период продолжалась в обычном режиме, нарушений графика перевозок не было. Кроме того, в начале августа 2022 года КТК-Р приостановил работу двух из трех ВТП в связи с ремонтными работами на цистернах плавучести, которые были признаны поврежденными, и по состоянию на дату настоящего Проспекта ремонтные работы продолжаются. Несмотря на то, что у Группы есть альтернативные транспортные маршруты, таких маршрутов будет недостаточно для замены существующих механизмов транспортировки ее продукции и продукции ее клиентов на рынки за пределами Казахстана. Учитывая последние события, Компания и ее партнеры и ассоциированные компании по СП рассматривают маршруты, альтернативные КТК, включая Транскаспийский транспортный маршрут и трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, однако нет никаких гарантий, что такие альтернативные маршруты будут реализованы в течение короткого периода времени или что они будут надежными и эффективными.

Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подвергаются санкциям США и ЕС, Компания может быть подвергнута санкциям в будущем, и текущее или будущее воздействие таких санкций может иметь неблагоприятные последствия для Компании.

Правительство США вводит экономические санкции и торговые эмбарго в отношении определенных стран в поддержку своей внешней политики и целей национальной безопасности. Эти законы и постановления находятся в ведении Отдел по контролю зарубежных активов Министерства финансов США («**OFAC**») и, в некоторых случаях, Государственного департамента США. Экономические санкции США налагают ограничения на граждан США и, при определенных обстоятельствах, не-граждан США в отношении деятельности или операций с определенными странами, правительствами, юридическими или физическими лицами, на которые распространяются соответствующие экономические санкции США. В соответствии с применимыми экономическими санкциями США гражданам США также запрещается содействовать такой деятельности или сделкам, не-гражданам США запрещается заставлять других лиц нарушать применимые запреты. Великобритания, ЕС и ряд других стран (например, Австралия, Канада, Япония и Швейцария), а также Организация Объединенных Наций также приняли меры, направленные на запрет или ограничение участия в финансовых и других сделках со странами, юридическими лицами и физическими лицами, находящимися под санкциями.

В 2014 году США и ЕС (и другие страны, такие как Канада, Швейцария, Австралия и Япония) ввели санкции в отношении некоторых российских физических и юридических лиц, в том числе определенные санкционные ограничения, но не полный запрет на ведение бизнеса, в отношении «Газпрома» (российской государственной- нефтегазовой компании, в отношении которой введены ограниченная в соответствии с санкциями США в части передачи продукции и технологий, относящихся к определенным видам проектов по разведке и добыче нефти), ПАО «Транснефть» («**Транснефть**») (российской государственной-трубопроводной компании, которая в соответствии с санкциями США и ЕС ограничена в сделках, связанных с ее новым долгом и (или) капиталом) и «Лукойла» (- российской энергетической компании, акции которой котируются на фондовой бирже, в отношении которой введены ограниченная в соответствии с санкциями США в части передачи продукции и технологий, связанных с определенными типами проектов по разведке и добыче нефти). Объем этих санкционных ограничений потенциально может измениться в будущем. Группа имеет деловые отношения с компаниями «Транснефть», «Лукойл» и «Газпром». Хотя Компания не считает, что сама Компания или совместные предприятия подлежат санкциям на дату настоящего Проспекта, существует риск, что это может измениться в будущем в случае изменения режима санкций.

Несмотря на то, что Компания не подвергалась санкциям со стороны какого-либо соответствующего органа, нет никаких гарантий, что Компания не будет подвергнута санкциям в будущем. Например, в настоящее время Компания является участником некоторых совместных предприятий с «Газпромом», включая совместное предприятие по глубоководной разведке на участке России в Каспийском море. В соответствии со статьей 225 Закон США «О противодействии противникам Америки посредством санкций» (CAATSA), определенные значительные инвестиции в определенные типы проектов по добыче сырой нефти (т.е. глубоководные, арктические шельфовые или сланцевые месторождения) в России могут привести к санкциям даже при отсутствии какого-либо участия граждан США. Если в будущем Компания будет подвергнута санкциям, это может значительно ухудшить торговлю и ликвидность Акций, поскольку от определенных сторон может потребоваться или может быть принято решение по репутационным причинам или иным образом прекратить свои деловые отношения с Компанией, некоторыми инвесторами Компании в США, ЕС и других юрисдикциях, где применяются санкции, аналогичные экономическим санкциям США, может потребоваться (в силу закона или правил, или в соответствии с внутренней инвестиционной политикой, или и тем, и другим) отказаться от своих долей в Акциях, а некоторые потенциальные инвесторы могут отказаться от покупки Акций по разным причинам, включая снижение ликвидности. Более того, при таких обстоятельствах от других контрагентов Компании, таких как американские и не американские, включая различные источники

финансирования Компании, могут потребовать или они могут принять решение по соображениям репутации или иным образом прекратить свои деловые отношения с Компанией или отказаться от своих инвестиций в нее. Любой из этих факторов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того, ЕС и США ввели секторальные санкции в отношении организаций, работающих в определенных секторах российской экономики, в частности, в финансовом, нефтегазовом, оборонном и смежных секторах. Что касается финансового сектора, то в соответствии с этими секторальными санкциями ЕС и США ввели запреты на операции со стороны лиц ЕС и США или внутри ЕС или США в отношении операций, предоставления финансирования или иных операций с долгами с установленным сроком погашения или акционерными капиталом, если этот долг или акционерный капитал выпущен в установленные даты или позже, или от имени, или в интересах названных лиц, их имущества или их долей в имуществе. Компания и ее аффилированные лица в прошлом брали займы по ряду кредитных соглашений с российскими банками, некоторые из которых, включая ОАО «ВТБ Банк» («**ВТБ Банк**»), включены в список подсанкционных организаций. Хотя в настоящее время заимствование средств в этих банках не запрещено, в результате введения санкций в отношении некоторых российских финансовых учреждений постоянный и будущий доступ Компании к финансированию в российских банках может быть ограничен (в случае, если Компания решит брать кредиты в таких банках), поскольку такие банки могут быть не в состоянии предложить средства, особенно в долларах США, компаниям по приемлемой цене, если вообще предложат. Соответственно, доступные источники финансирования Компании могут стать более ограниченными, и нет никаких гарантий, что Компания сможет найти альтернативное доступное финансирование на таких же или лучших условиях, если вообще сможет. Однако следует отметить, что кредиты от российских финансовых учреждений не составляют существенной части текущего общего долга Компании, и Компания не зависит от российских рынков заемного капитала.

Кроме того, ряд крупных корпораций, в том числе крупнейшие международные нефтегазовые компании, отказались от участия или иным образом свернули деловые отношения с некоторыми российскими предприятиями или объявили о своих планах сделать это. Смотрите «*— Риски, связанные с регионом деятельности Компании —На бизнес и результаты деятельности Группы может негативно повлиять продолжающийся вооруженный конфликт, начатый Россией против Украины*».

Введенные санкции против России и лиц, связанных с Россией, а также дальнейшие возможные санкции в ответ на продолжающуюся военную деятельность России могут оказать негативное влияние на деятельность Группы. Продолжительный экономический спад, подобный тому, что был в 2014 году, или другие неблагоприятные экономические события в России или других странах могут оказать негативное влияние на рынки нефти и газа. Плохие экономические условия могут привести к сокращению объемов строительства и производства и, как следствие, к снижению спроса на нефтегазовую продукцию Группы. Любое сокращение или прекращение доступности железнодорожной инфраструктуры или других средств транспортировки нефтегазовых продуктов Группы в России, потеря клиентов в результате санкций против России и лиц, связанных с Россией или ее должностными лицами, или снижение спроса на нефтегазовые продукты Группы в результате экономического спада в России могут оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность Группы, ее перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности.

Группа имеет сложную структуру собственности, корпоративную структуру и в значительной степени зависит от дивидендов из своих дочерних компаний, совместных предприятий и совместных операций.

На дату настоящего Проспекта Группа имеет сложную корпоративную структуру, состоящую из 168 юридических лиц (включая Компанию) представленных дочерними компаниями, совместными предприятиями, совместными операциями и ассоциированными компаниями, многие из которых могут иметь существенное значение для деятельности Группы. Недавно

Группа упростила свою структуру для внедрения и снижения уровней управления. А именно, ноябре 2021 года Компания передала все свои 100% участия в QazaqGaz, ранее АО «КазТрансГаз», национальном газовом операторе и его дочерних предприятиых, в пользу Самрук-Казына в соответствии с распоряжением Самрук-Казына от июня 2020 года. Это выделение газового производства и газовой транспортировки привело, *в частности*, к упрощению корпоративной структуры и управления, и позволило Компании продолжить ссоредоточиться на своих основных видах деятельности. Усилия по упрощению корпоративной структуры Группы и отчуждению определенных бизнес-активов санкционированы акционерами Компании (Самрук-Казына и, в конечном итоге, Правительством Казахстана). В декабре 2020 года Правительство приняло Постановление от 29 декабря 2020 года № 908 «О некоторых вопросах приватизации на 2021-2025 годы», которым предусмотрено отчуждение некоторых активов Самрук-Казына, в том числе и участников Группы, путем прямых продаж, первичного размещения акций или другими способами.

Несмотря на то, что большая часть активов Группы находится в Казахстане, и операции осуществляются в Казахстане, Компания владеет долями в некоторых активах, расположенных за пределами Казахстана, включая: (1) активы по переработке, представленные нефтеперерабатывающими заводами Petromidia и Vega в Румынии и газозаправочными станциями в Центральной и Восточной Европе (через KMG International), (2) активы по транспортировке в Грузии в виде Батумского морского порта (через КТО) и (3) активы по транспортировке в России в виде КТК-Р, которое управляет российской частью трубопровода КТК, и ряд других (включая холдинговые компании, зарегистрированные по законодательству иностранных юрисдикций). Нахождение активов за пределами страны основной деятельности Компании подвергает такие активы дополнительным рискам, связанным с соблюдением местных законов и правил, взаимоотношениями с государственными органами в этих юрисдикциях, геополитическими и другими факторами и может оказать негативное влияние на финансовое состояние или результаты деятельности Компании.

Также, имеет ограниченный прямой доступ к денежным потокам и в значительной степени зависит от дивидендов из своих дочерних компаний, совместных предприятий, совместных операций или ассоциированных компаний. Дочерние компании Компании являются отдельными юридическими лицами, и хотя они прямо или косвенно полностью принадлежат Компании и контролируются ею, способность дочерних компаний распределять денежные средства Компании будет зависеть, среди прочего, от финансовых условий, принятых такими дочерними компаниями, наличия достаточных средств в таких дочерних компаниях, а также применимых законов и нормативных ограничений. На способность Компании получать дивиденды от инвестиций в совместное предприятие может отрицательно повлиять отсутствие единоличного права принятия решений, особенно там, где Компания имеет миноритарный пакет акций (например, в ТШО и КПО), зависимость Компании от финансового состояния ее партнеров по совместному предприятию и потенциальные споры между Компанией и ее партнерами по совместному предприятию. Смотрите *«—Компания имеет крупные доли участия в совместных предприятиях, в которых она имеет неконтролирующую долю участия»*. Если Компания не получит дивиденды в соответствии со своими ожиданиями, это, в свою очередь, может оказать неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании, а также на ее способность выплачивать дивиденды своим акционерам.

Компания имеет доли участия в совместных предприятиях, в которых она имеет неконтролирующую долю участия.

Компания напрямую или через свои дочерние компании является участником нескольких совместных предприятий, некоторые из которых приносят значительную часть текущей и будущей чистой прибыли Компании. В будущем Компания может создавать дополнительные совместные предприятия для ведения своего бизнеса. Многие совместные проекты представляют собой долгосрочные договоренности о сроках, и интересы различных членов

консорциума могут расходиться в течение срока действия проекта, что приводит к возникновению конкурирующих бизнес-стратегий и приоритетов. Компания не может полностью контролировать операции или активы этих лиц, а также не может в одностороннем порядке принимать важные решения в отношении таких лиц. Такое отсутствие полного контроля ограничивает способность Компании побуждать такие лица к совершению действий, которые будут или могут отвечать интересам Компании, или, в некоторых случаях, воздерживаться от действий, которые могут существенно неблагоприятно отразиться на интересах Компании. Тем не менее, для большинства крупных совместных предприятий и крупных аффилиированных структур Компания имеет различные механизмы, через которые она в определенной степени контролирует процесс принятия решений либо на уровне акционеров, либо на уровне совета директоров, либо на обоих уровнях, они, например, включают требование об единогласном голосовании, право вето или вопросы, отнесённые к исключительной компетенции, которые конкретно требуют голоса Компании. Такие крупные совместные предприятия и крупные дочерние компании включают, в числе прочих *(в алфавитном порядке)* CITIC Canada Energy Limited («**CCEL**») и ее дочерние компании (такие как ТОО «СП «Caspi Bitum»» («**Caspi Bitum**») и КБМ), КТК-К и КТК-Р, «Казахойл Актобе», ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.», ТОО «КазРосГаз» («**КазРосГаз**»), СП с ОАО «Газпром» («**Газпром**»), ТОО «Petrosun», ММГ (через Mangistau Investment B.V. («**MIBV**»)) «ПетроКазахстан Инк.» («**PKI**») и его дочерние компании, и ТШО.

Несмотря на то, что подавляющее большинство партнеров Компании по совместным предприятиям являются крупными мировыми или национальными лидерами, Компания также подвержена кредитному риску своих партнеров по совместным предприятиям. Многие из проектов, осуществляемых совместными предприятиями, являются капиталоемкими и требуют значительных инвестиций от партнеров для финансирования первоначальных затрат по проекту и тех или иных перерасходов средств. Если один из партнеров не может или отказывается финансировать свою долю таких инвестиций, совместное предприятие может быть не в состоянии завершить проект вовремя и в рамках бюджета, если вообще сможет. Кроме того, если один из партнеров Компании по совместному предприятию подвергнется банкротству, это может привести к ликвидации инвестиций этого партнера в проект, что, в свою очередь, может негативно сказаться на деятельности совместного предприятия. Кроме того, Компания, как правило, не в состоянии осуществлять контроль над стандартами, операциями и соблюдением требований своих партнеров по совместному предприятию. На Компанию может повлиять любой существенный ущерб деловой репутации партнера по совместному предприятию, что, в свою очередь, может негативно сказаться на собственной репутации Компании и (или) привести к судебным разбирательствам и (или) регуляторным рискам.

Хотя отношения между Компанией и ее партнерами по совместным предприятиям в целом положительные, и руководство Компании не предвидит ухудшения своих отношений с партнерами по совместным предприятиям, Компания не может быть уверена, что отношения останутся такими и в будущем. Любое ухудшение отношений Компании с ее партнерами по совместным предприятиям или ухудшение отношений Правительства с правительствами стран, где зарегистрированы такие партнеры по совместным предприятиям, например, с правительствами Китая или России, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на эти различные совместные предприятия и, соответственно, бизнес компании. Смотрите «*Описание деятельности Компании — Обзор*».

Деятельность дочерних компаний, совместных и ассоциированных предприятий Компании регулируется и должна осуществляться в соответствии с государственными постановлениями, а также обязательствами по их соответствующим лицензиям, контрактам и планам разработки месторождений.

Компания несет юридические, нормативные и договорные обязательства в ходе своей обычной деятельности. Например, деятельность Компании должна осуществляться в соответствии с условиями ее контрактов на недропользование и годовыми рабочими программами и

бюджетами, изложенными в контрактах на недропользование. Такие контракты на недропользование, в свою очередь, регулируются некоторыми казахстанскими законами и нормативными актами.

С середины 2000-х годов в законодательство в сфере разведки и добычи нефти и газа в Казахстане, несколько раз вносились поправки. 29 июня 2018 года вступил в силу новый регламент о недрах и недропользовании («**Кодекс о недропользовании**») и заменил собой Закон «О недрах и недропользовании» (№ 291-IV от 24 июня 2010 г.) с изменениями («**Закон о недрах**»). Кодекс о недропользовании регулирует отрасль природных ресурсов, включая добычу нефти и газа. В частности, Кодекс о недропользовании устанавливает определенные обстоятельства, при которых контракты на недропользование могут быть приостановлены или расторгнуты досрочно, а также могут быть наложены штрафы на недропользователей, таких как Компания. Кодекс о недропользовании также предоставляет Правительству право в одностороннем порядке пересматривать условия контрактов на недропользование, в том числе соглашений о разделе продукции («**СРП**»), в случае возникновения угрозы национальной безопасности в свзяи с изменением экономических интересов Казахстана в отношении месторождений, имеющих стратегическое значение. Однако некоторые СРП, стороной которых является Компания (в том числе в отношении месторождений Кашаган и Карачаганак), предусматривают, что в таких случаях контрагентам СРП, включая Компанию, выплачивается немедленная, адекватная и эффективная компенсация. Смотрите «*Регулирование в Казахстане — Регулирование прав на недропользование в Казахстане — Закон о недрах — Приоритетное право государства*».

Государственные учреждения могут проверять, и делают это время от времени, Компанию на соблюдение ею своих контрактов на недропользование и применимых законов и нормативных актов. Не может быть никаких гарантий того, что взгляды государственных органов на разработку месторождений Компании или соблюдение условий ее контрактов на недропользование будут совпадать со взглядами Компании, что может привести к неразрешимым разногласиям. Приостановление, аннулирование или расторжение любого из контрактов Компании на недропользование, либо приостановление деятельности Компании или отдельных объектов, а также любые задержки в непрерывной разработке или добыче на месторождениях Компании, вызванные этими разногласиями, могут оказывать существенное неблагоприятно влияние на деятельность Компании, ее перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

Законы, применимые к деятельности Компании, могут изменяться, Компания должна обеспечивать и поддерживать соблюдение новых правил, что может потребовать значительных затрат времени и средств руководства и может неблагоприятно повлиять на ее бизнес. Можно ожидать, что нефтегазовая отрасль будет находиться в центре постоянного внимания со стороны регулирующих органов. В других развивающихся странах нефтяные компании столкнулись с рисками экспроприации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, применения законов и правил, от которых такие компании, как ранее предполагалось, должны были быть освобождены, отказов в необходимых разрешениях и утверждениях, повышения ставок роялти и налогов, которые должны были быть стабильными, применение валютного контроля или контроля за движением капитала и другие риски, и любые такие действия или события в Казахстане могут оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Трудовые споры могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы.

Отрасль Группы является трудоемкой, и Группа в выполнении своих операций зависит от труда примерно 47 тысяч сотрудников. Руководство Компании сосредоточено на социальной ответственности и своих усилиях по улучшению отношений с сотрудниками, но в прошлом случались и сбои в работе, и приостановки работы, и забастовки или другие трудовые споры, и нет никаких гарантий, что они не повторятся в будущем. Например, 15 февраля 2022 года

сотрудники ОМГ прекратили работу и объявили забастовку, требуя повышения заработной платы на 40%. OMG согласилась повысить заработную плату в 2021 году на 30% и работы были возобновлены без существенного перерыва в работе. ТШО, НКОК и КПО также приняли решение об увеличении заработной платы персонала подрядчиков. Смотрите «—*Компания полагается на услуги третьих сторон, и зависимость Компании от этих сторон подвергает ее рискам, включая сбои в работе и проблемы с качеством работы третьих сторон».* В целом в 2022 году многие компании Группы приняли решения об увеличении заработной платы от 10 до 30%. в среднем. В случае потенциальной забастовки может не хватить альтернативного персонала и служащих для производственной деятельности, что может привести к постепенному сокращению производства или необходимости выделения финансовых ресурсов для восстановления производства. По состоянию на 30 июня 2022 года примерно 73%. работников Группы представлены профсоюзами. Группа может столкнуться с существенным увеличением затрат или дополнительными правилами работы, установленными соглашениями с такими профсоюзами. Это может увеличить расходы в абсолютном выражении и (или) в процентах от дохода. Трудовые споры, существенно влияющие на любую деятельность Группы или деятельность любой третьей стороны, которую Группа использует для своей деятельности, могут негативно сказаться на деятельности, перспективах, финансовом положении, движении денежных средств или результатах деятельности Группы.

Инфекционные заболевания, такие как COVID-19, могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес и результаты деятельности Группы.

Пандемия COVID-19 и быстро разворачивающаяся реакция правительств, участников частного сектора и общественности в попытке сдержать распространение COVID-19 и (или) устранить его последствия оказали значительное влияние на мировую экономику и негативно повлияли на цену нефти во всем мире. Пандемия COVID-19 привела к экономическому спаду, значительно подорвав спрос на нефть во всем мире и породив значительную волатильность, неопределенность и потрясения в нефтегазовой отрасли. Впоследствии это привело к глобальному переизбытку нефти и последующему снижению цен на нефть. Несмотря на то, что на дату настоящего Проспекта экономические и отраслевые условия в целом улучшились, дальнейшие вспышки мутаций COVID-19 или других инфекционных заболеваний, а также меры реагирования со стороны правительства по всему миру и в Казахстане могут повлиять на финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Пандемия COVID-19 также привела к ограничениям на поездки и длительным остановам и сбоям в работе некоторых предприятий в Азии и во всем мире, что негативно сказалось на мировых рынках. Кроме того, Всемирная организация здравоохранения, Правительство Казахстана, Китайской Народной Республики или правительства других стран могут рекомендовать или вводить другие меры, которые могут негативно повлиять на экономику Казахстана или спрос на продукцию Компании на местном и зарубежном рынках и, в свою очередь, могут привести к существенным перерывам в деятельности Группы.

В 2020 году на Тенгизском месторождении произошла вспышка COVID-19, в результате которой строительные работы по проектам расширения ПБР и ПУУД были приостановлены для защиты сотрудников от заболевания, а ТШО демобилизовал более 27 000 сотрудников подрядных организаций. Несмотря на то, что добыча на месторождении Тенгиз существенно не пострадала, а ситуация там стабилизировалась на дату настоящего Проспекта, любые дальнейшие или более сильные вспышки могут привести к превышению графика проекта, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность Группы, ее производство, результаты деятельности или финансовое состояние.

Эти или любые другие проблемы общественного здравоохранения (включая последующии пандемии и эпидемии других инфекционных заболеваний) и правительственные ограничения в Казахстане или других странах, в которых Компания работает или зависит от экспорта и транспортировки, могут привести к снижению цен на нефть, снижению глобального экономического роста или другой социальной, экономической и трудовой нестабильности, любая из которых может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес,

результаты деятельности или финансовое положение Группы.

Группа осуществляет коммерческую деятельность и оказывает поддержку в социальных целях, некоторые из которых предусмотрены Правительством в соответствии с законами, постановлениями или другими распоряжениями, и затраты на эту коммерческую деятельность могут возрасти.

Являясь одной из крупнейших компаний в Казахстане, Группа выполняет определенные социальные функции, инвестируя и реализуя социальные проекты и инициативы для поддержки сообществ и окружающей среды, в которой она работает, и использует свои ноу-хау, операционные возможности и финансовые ресурсы для продвижения этих проектов. Например, в 2021 году Группа выделила 5 миллиардов тенге в рамках Комплексного плана развития Жанаозена. В рамках плана ОМГ профинансировала несколько социальных проектов в Жанаозене (в том числе модернизацию инфраструктуры Жанаозенского районного коммунального предприятия, строительство спортивных объектов и приобретение жилья в Актау для социально незащищенных слоев населения, переселяющихся из Жанаозеня) на сумму 3 миллиардов тенге. Дополнительно ОМГ выделила 900 миллионов тенге на финансирование развития социальной инфраструктуры в Жанаозене и Каракиянском районе. ЭМГ, ММГ, КМБ и ТОО «СП Казгермунай» («**Казгермунай**») вложили, соответственно, около 410 миллионов, 350 миллионов, 225 миллионов и 145 миллионов тенге в финансирование строительства объектов социально-экономической инфраструктуры и продвижение социальных проектов в регионах присутствия.

В дополнение к проектам, осуществляемым по собственной инициативе, Правительство поручало и может в будущем поручить Компании выполнение проектов или оказание помощи инициативным группам. Правительство, например, может потребовать, чтобы Группа руководила и управляла бизнесом, выходящим за рамки ее основной деятельности, делала определенные социальные инвестиции и соглашалась на цены ниже рыночных. Например, в году, закончившемся 31 декабря 2019 года, Компания выделила 22,8 миллиардов тенге на развитие инфраструктуры в Туркестане для строительства стадиона на 7000 мест, конгресс-холла и амфитеатра на 1000 мест. В 2020 году Компания инвестировала в противодействие пандемии COVID-19 в общей сложности 6,2 миллиардов тенге. Эти средства были выделены на закупку медицинского оборудования, передвижных реанимаций, кислородных концентраторов и аппаратов искусственной вентиляции легких, которые были крайне необходимы. Дочерние компании КМГ также предоставили транспортные средства и средства индивидуальной защиты местным органам исполнительной власти (*акиматам*) и учреждениям здравоохранения, а также продуктовые наборы малообеспеченным семьям. Правительство также может возложить на Компанию другие социальные обязанности, такие как строительство объектов социальной и рекреационной инфраструктуры, благотворительная деятельность и реализация программ развития местного населения, что приведет к увеличению капитальных затрат Компании и может, в свою очередь, оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

В сентябре 2022 года в целях удовлетворения потребностей внутреннего рынка в дизельном топливе и поддержания социальной стабильности за счет снижения дефицита дизельного топлива АО «Қазақстан темір жолы», казахстанского национального железнодорожного оператора («**КТЖ**»), Компания заключила договор на закупку до 100 000 тонн дизельного топлива у Татнефти. Закупочная цена будет определяться по формуле исходя из цены на дизельное топливо на условиях DAP казахстанско-российской границе, а продажа осуществляется по ценам внутреннего рынка. Во избежание затрат Компании, связанных с ценовой разницей, Компания поставит Татнефти такое же количество дизельного топлива на сопоставимых коммерческих условиях не позднее 31 марта 2023 года. КТЖ возмещает Компании транспортные, складские, банковские и налоговые расходы, связанные с приобретением дизельного топлива. Исполнение сделки связано с трансфертным ценообразованием и валютными рисками (из-за возможных колебаний курса рубля к тенге).

Кроме того, в то время как Татнефть не подвергается каким-либо санкциям США, ЕС или Великобритании на дату настоящего Проспекта, в соглашении имеется пункт о санкциях, позволяющий Компании выйти из договора, если Татнефть подвергнется каким-либо санкциям.

Дочерние, совместные и ассоциированные предприятия Компании являются во многих регионах Казахстана крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. Хотя у Компании нет каких-либо конкретных юридических обязательств или обязанностей в отношении этих регионов, ее способность сократить количество своих сотрудников может, тем не менее, зависеть от политических и социальных соображений. Если Группа не сможет сократить количество сотрудников или внести другие изменения в деятельность Группы в таких регионах, это может оказать неблагоприятное воздействие на бизнес, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Группы.

После выхода Предложения контролирующий акционер Компании Самрук-Казына по-прежнему сможет оказывать значительное влияние на Компанию, ее руководство и ее дела.

Сразу после выхода Предложения на AIX и Предложения на KASE Самрук-Казына и НБК продолжат бенефициарно владеть в совокупности приблизительно 85,42% всех Акций Компании. В результате Самрук-Казына будет обладать достаточным количеством голосов, чтобы контролировать все вопросы, требующие одобрения акционеров, включая возможность назначать и смещать или влиять на назначение и смещение членов Совета директоров и руководства Компании, а также одобрение крупных сделок (согласно действующему законодательству), включая крупные сделки между связанными сторонами и контрагентами, не входящими в группу Самрук-Казына. Смотрите «*— Риски, связанные с регионом, в котором работает Компания —Группа в значительной степени зависит от политических, экономических и геополитических условий, сложившихся в Казахстане. Риски, связанные с регионом, в котором работает Компания».* Интересы Самрук-Казына не всегда могут быть согласованы с другими акционерами, и поэтому решения, принимаемые Самрук-Казына в отношении Компании, могут не отражать интересы всех акционеров и могут повлиять на коммерческую деятельность, песпективы, финансовое положение и другие результаты работы Группы.

Группа сталкивается с рисками, связанными с регулируемыми тарифами на транспортировку нефти, некоторые из которых были и могут быть установлены Правительством на уровне ниже себестоимости.

Тарифы на внутреннюю и транзитную транспортировку нефти подлежат регулированию и утверждению. Такие тарифы могут устанавливаться на уровне, невыгодном для Компании, и у Компании могут быть трудности с получением прибыли от услуг по транспортировке нефти, если такие тарифы установлены ниже себестоимости.

Тарифы на внутренние перевозки нефти в настоящее время требуют утверждения Комитетом по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан («**Комитет по регулированию естественных монополий**»). Комитет по регулированию естественных монополий установил предельные тарифы на такую внутреннюю транспортировку нефти. Дочерние структуры Компании по транспортировке нефти и совместные предприятия по транспортировке нефти КТО, ККТ и ТОО «МунайТас» («**МунайТас**») взимают с дочерних, совместных и ассоциированных предприятий Компании, а также с других грузоотправителей фиксированные тарифы на внутренние перевозки нефти по их трубопроводным системам. В прошлом тарифы, установленные компетентным органом, предшественником Комитета по регулированию естественных монополий, на внутреннюю транспортировку нефти были установлены на уровне ниже себестоимости Группы. Если Комитет по регулированию естественных монополий ограничит внутренние тарифы на транспортировку нефти или любые другие регулируемые тарифы ниже себестоимости, это окажет существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое

положение, денежные потоки или результаты деятельности Группы.

Транспортные дочерние компании Компании КТО и ККТ также взимают фиксированные тарифы на транзит российской сырой нефти по своим трубопроводным системам в Китай. В то время как тарифы на экспорт сырой нефти были дерегулированы в 2015 году, тарифы на транзит сырой нефти по магистральным трубопроводам подлежат утверждению Министерством энергетики. Минэнерго установило предельные тарифы на такую транзитную транспортировку нефти. Как КТО, так и ККТ получили одобрение Министерства энергетики на текущие ставки тарифов на транзит сырой нефти до 2023 года. Если Министерство энергетики в будущем установит предельные тарифы на уровне, невыгодном для Компании, это окажет существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Группы.

Тарифы Группы на внутренние и транзитные перевозки могут зависеть от социальных и политических соображений, и в прошлом они пересматривались как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Нет никаких гарантий того, что те или иные действия Комитета естественных монополий или Министерства энергетики, такие как установление тарифов на внутреннюю и транзитную транспортировку нефти ниже себестоимости, не окажут существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы, финансовое положение Группы, ее денежные потоки или результаты операций.

Группа периодически подвергается судебным разбирательствам и другим спорам.

Как и многие крупные компании, Группа является объектом судебных разбирательств, расследований и проверок со стороны регулирующих органов, а также других форм судебных разбирательств, возбуждаемых третьими сторонами, в том числе в связи с гражданскими, административными, экологическими, трудовыми и налоговыми исками. Эти претензии могут касаться широкого круга вопросов, в отношении которых в некоторых случаях были или могут быть истребованы значительные суммы. Смотрите «*Описание деятельности Компании — Судебный процесс».* Из-за характера этих разбирательств Компания не может прогнозировать или определять окончательные результаты таких разбирательств. Вынесение решений по подобным вопросам в отношении Группы может привести к тому, что ей придется выплатить значительные штрафы, судебные решения или выплаты, которые, если они не застрахованы, или если штрафы, судебные решения и выплаты превышают застрахованные уровни, могут оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес Группы, перспективы, финансовое состояние, денежные потоки или результаты деятельности.

Правительство, Самрук-Казына и НБК, косвенные и прямые акционеры Компании, также время от времени участвуют в судебных разбирательствах, что, в свою очередь, может негативно повлиять на деятельность Компании. Например, с 2010 года Казахстан вовлечен с спор с Анатоли и Габриэлем Стати, Ascom Group SA и Terra Raf Trans Trading Ltd («**Стороны Стати**»), связанные с расторжением контракта на недропользование Министерством нефти и газа Казахстана с компанией, контролируемой Стати («**Дело Стати**»). В рамках принудительного исполнения в сентябре 2017 года арбитражного решения, вынесенного Стокгольмской торговой палатой, голландский суд издал постановление о наложении ареста на 50% доли в КМГ Кашаган Б.В. («**КМГ Кашаган**»), принадлежащей Самрук-Казына, которая находилась в доверительном управлении Компании. С тех пор это наложение ареста было предметом последующих апелляций в голландских судах. 14 июня 2022 года Суд Гааги вынес решение о снятии ареста со всех акций, принадлежащих Самрук-Казына в КМГ Кашаган, на основании суверенного иммунитета. 15 сентября 2022 года дочерняя компания, находящаяся в полной собственности Компании, «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.», реализовала колл-опцион на акции в Кашагане и приобрела акции КМГ Кашаган у Самрук-Казына, тем самым став единственным акционером КМГ Кашаган. Смотрите «*Описание деятельности Компании—Разведка и добыча—Мега-месторождения—Северо-Каспийский проектный консорциум (СКПК)—Передача доли в Самрук-Казына и колл-опцион Кашаган*». Хотя Компания не была стороной в деле Стати, любые судебные разбирательства или споры с участием Самрук-Казына и НБК потенциально могут оказать неблагоприятное воздействие на деятельность,

финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компания и ее партнеры в рамках СРП сталкиваются с проблемами возмещения определенных затрат, понесенных в рамках СРП, после проверки возмещаемости затрат, проведенной соответствующими уполномоченными государственными органами. По состоянию на 31 декабря 2021 года доля Группы в таких расходах составляла приблизительно 1 177 миллионов долларов США (или 80 миллиардов тенге). По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа не создавала резервов по данному вопросу.

Кроме того, все три крупнейших нефтеперерабатывающих завода Группы, Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ, прошли комплексную налоговую проверку за период в несколько лет до 2020 года в 2020, 2022 и 2021 годах соответственно. По результатам проверок налоговыми органами начислены доначисления налогов и пени на общую сумму 38,1 миллиардов тенге и сокращен перенесенный налоговый убыток на сумму 44,6 миллиардов тенге. Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ не согласились с оценкой и обжаловали ее в Министерстве финансов. Хотя Группа считает, что доначисление налога маловероятно, рассмотрение апелляций Министерством финансов остается приостановленным до выяснения обстоятельств. По состоянию на 30 июня 2022 года Группа не создавала резервов по данному вопросу.

В течение февраля-июля 2022 года прокуратурой Павлодарской области совместно с Агенством по защите и развитию конкуренции («**Антимонопольный орган**») проведена проверка деятельности Павлодарского НПЗ на предмет соблюдения казахстанского законодательства об обороте нефти и нефтепродуктов, трудового, налогового и антимонопольного законодательства на 2020-2021 годы. В марте 2022 года Антимонопольный орган вынес заключение о том, что Павлодарский НПЗ якобы установил монопольно высокие цены на услуги по переработке нефти в 2021 году. На основании этой оценки было возбуждено уголовное дело, которое впоследствии было закрыто за отсутствием состава преступления. В июле 2022 года Антимонопольный орган возбудил административное дело по обвинению Павлодарского НПЗ в установлении монопольно высоких цен и обратилось в суд с требованием конфисковать его выручку за 2021 год в размере 22 миллиардов тенге и наложить штраф в размере 6,23 миллиардов тенге. В августе-сентябре 2022 года Павлодарский НПЗ несколько раз пытался обжаловать постановления по административному делу, однако эти апелляции были отклонены. Павлодарский НПЗ намерен и дальше обжаловать решения в вышестоящих судах. В сентябре 2022 года, после отклонения первоначальных апелляций, Группа признала резервы в размере 28,19 миллиардов тенге.

В течение февраля-сентября 2022 года прокуратурой Атырауской области совместно с Антимонопольным органом проведена проверка деятельности Атырауского НПЗ. 22 сентября 2022 года прокуратура Атырауской области вынесла заключение о том, что Атырауский НПЗ установил монопольно высокий тариф на услуги по переработке нефти на 2020-2021 годы. Атырауский НПЗ представил обоснование указанных тарифов на 2020-2021 годы. Группа считает, что риск оценки обязательств в отношении Атырауского НПЗ маловероятен, поэтому Группа не признавала каких-либо резервов по состоянию на 30 сентября 2022 года.

В течение февраля-августа 2022 года прокуратурой города Шымкент с привлечением Антимонопольного органа проведена проверка деятельности Шымкентского НПЗ. 6 августа 2022 года прокуратура города Шымкента вынесла заключение об отсутствии признаков установления Шымкентским НПЗ монопольно высокого тарифа на услуги по переработке нефти в 2020-2021 годах.

Дочерняя компания Компании «KazMunayGas International N.V.» («**KMG International**» или «**KMGI**») участвует в продолжающемся судебном разбирательстве с «Faber Invest & Trade Inc.» («**Faber**»), бывшим неконтролирующим акционером «Rompetrol Rafinare», дочерней нефтеперерабатывающей компании KMGI, работающей в основном в Румынии. Faber возобновил несколько ранее инициированных гражданских исков в 2020 году, пытаясь отменить решения, принятые на собраниях акционеров «Rompetrol Rafinare» в 2001–2005

годах. В феврале 2022 года, после двух предыдущих безуспешных попыток, Faber подал еще один аналогичный иск против KMGI и «Rompetrol Rafinare», требуя возмещения убытков, предположительно понесенных в результате оспариваемых решений акционеров примерно на 118 миллионов долларов США. 23 июня 2022 года суд отклонил одну из апелляций Faber, оставив в силе предыдущее решение в пользу «Rompetrol Rafinare». Faber продолжает обжаловать судебные решения (включая предыдущее решение об отмене ареста некоторых активов «Rompetrol Rafinare»), при этом несколько судебных слушаний запланированы на 4 квартал 2022 года. На данный момент три дела являются окончательными и безотзывно закрытыми, и 14 октября 2022 года суд также снял оставшуюся часть ареста, наложенного в рамках уголовного производства. Хотя Группа полагает, что ее позиция в отношении требований Faber останется неизменной, нет уверенности в окончательном исходе дела, поскольку слушания в суде по некоторым документам и (или) апелляциям Faber еще предстоят. По состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа не создавала резервов по данному вопросу.

С начала 2021 года Rompetrol Moldova («**РПМ**») (дочерняя компания KMG International, действующая в Молдове) участвует в расследовании и связанных с ним судебных разбирательствах, инициированных Советом по конкуренции Молдовы («**СКМ**»), в которых утверждается, что РПМ договорился с другими игроками отрасли о розничных ценах на нефтепродукты. РМП оспаривает отчет о конкуренции, подготовленный отделом расследований СКМ, который лег в основу обвинений в соответствии с применимыми правилами. Несколько попыток отклонить указанный отчет не увенчались успехом. 26 мая 2022 года местный суд вынес решение об отклонении ходатайства РПМ об отклонении отчета. На дату настоящего Проспекта, РПМ ожидает оснований для отклонения запроса РПМ и будет использовать другие доступные по закону средства правовой защиты для продолжения оспаривания утверждений СКМ.

Также существует арбитражный спор между «КазРосГаз» и одним из его контрагентов по договору купли-продажи газа касательно механизма ценообразования. Компания гарантирует обязательства «КазРосГаз» по договору купли-продажи газа в размере своей доли участия в КазРосГаз. В настоящее время КазРосГаз работает над разрешением спора путем переговоров. Компания выполняет оценку влияния претензии на гарантийные обязательства Компании.

Группа использует заемные средства и должна соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия.

В результате стратегии роста Компании, ориентированной на приобретения и программы крупных капиталовложений в течение последних нескольких лет, Компания использует заемные средства в целом в размере 3 934,7 миллиардов тенге по состоянию на 30 июня 2022 года. Кроме того, на некоторые дочерние предприятия Компании распространяются финансовые и другие ограничительные условия в соответствии с условиями их задолженности. Такие условия, в свою очередь, могут налагать обязательства на Компанию как на материнского гаранта по такой задолженности. В прошлом Компания помогала своим дочерним компаниям в обеспечении соблюдения их финансовых и других ограничительных условий по мере необходимости, особенно в периоды неблагоприятных рыночных условий. Соблюдение этих условий может повлиять на гибкость деятельности Группы и гибкость Компании в отношении выплаты дивидендов. Хотя дочерние предприятия Компании в настоящее время соблюдают все применимые к ним финансовые условия, руководство Компании не может дать каких-либо гарантий того, что дочерние компании Компании смогут соответствовать требованиям, предъявляемым финансовыми и другими ограничительными условиями согласно условиям их соответствующей задолженности или что они смогут получить согласие на изменение или отказ от таких соглашений в будущем. Если дочерние предприятия Компании не в состоянии соблюдать ограничения и обязательства по своим существующим или будущим долговым и другим соглашениям, это может привести к невыполнению условий этих соглашений, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы и финансовое состояние Компании, ее денежные потоки

или результаты операций.

По состоянию на 30 июня 2022 года задолженность Компании в размере 3 284 миллиардов тенге была номинирована в долларах США (что составляет 83,5% от общей задолженности Компании в размере 3 934,7 миллиардов тенге на эту дату). Снижение стоимости доллара США по отношению к тенге снизило и будет продолжать снижать стоимость обязательств Компании-, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге, в то время как увеличение стоимости доллара США по отношению к тенге увеличило и будет увеличивать стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге. Поскольку валютой отчетности Компании является тенге, Компания несла и будет нести убытки от курсовой разницы, когда доллар США растет в цене по отношению к тенге, в том числе в первом квартале 2022 года, когда и российский рубль, и тенге обесценивались. по отношению к доллару США в связи с российско-украинским конфликтом и соответствующими санкциями, введенными против России и некоторых российских компаний и частных лиц. Смотрите «— *Риски, связанные с регионом деятельности Компании —На бизнес и результаты деятельности Группы может негативно повлиять продолжающийся вооруженный конфликт между Россией и Украиной*». Внутри Группы Компания использует «естественное» хеджирование валютных рисков и не использует инструменты хеджирования для минимизации процентных рисков, а KMG International использует инструменты хеджирования для снижения валютных и процентных рисков.

Компания также подвержена процентному риску по своей задолженности. Политика Компании заключается в том, чтобы управлять процентной ставкой, используя сочетание займов с фиксированной и плавающей процентной ставкой. По состоянию на 30 июня 2022 г. Компания имела непогашенные кредиты и займы на общую сумму 3 934,7 миллиардов тенге, из которых 3 249,9 миллиардов тенге имеют фиксированную процентную ставку, а 648,8 миллиардов тенге — процентную плавающую ставку. В ноябре 2021 года дочернее предприятие Компании, Атырауский НПЗ, получил кредит от Банка ВТБ на сумму 38 169 миллионов рублей с процентной ставкой ключевой ставки ЦБР плюс 2,25%. Ключевая ставка ЦБР имеет значительные колебания в первой половине 2022 г. изменившись с 8% на 20%. Компания имеет заемные средства для общих корпоративных целей, включая финансирование капитальных затрат, финансирование приобретений и потребности в оборотном капитале. Колебания процентных ставок в сторону повышения увеличивают стоимость нового долга и процентную стоимость любых непогашенных займов с плавающей процентной ставкой, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Группы.

Страховое покрытие Компании может не покрывать все потенциальные убытки, возникающие в результате операционных опасностей и непредвиденных сбоев.

Компания имеет единую программу страхования практически для всех своих дочерних и зависимых обществ. Эта страховая программа покрывает материальный ущерб и стихийные бедствия, контроль скважины, страхование гражданской ответственность перед третьими сторонами, включая внезапное и случайное загрязнение, а также страхование ответственности директоров и должностных лиц. Объем такого страхового покрытия может, однако, быть ограниченным и может не включать, например, покрытие перерыва в работе машинного оборудования, которое сохраняется только в отношении некоторых перерабатывающих активов Компании. Существует ряд обязательных установленных законом страховых покрытий для страхования ответственности работодателя, экологической ответственности и страхования ответственности владельцев опасных объектов. В целом, программа страхования не обязывает, а Компания не осуществляет специального страхования от ущерба окружающей среде, вызванного ее собственной деятельностью, кибератаками, войнами, саботажем или террористическими атаками. Смотрите «*Описание деятельности Компании — Страхование».* Компания не может гарантировать, что страховые поступления достаточны для полного покрытия возросших затрат и расходов, связанных с потенциальными убытками или обязательствами. Соответственно, Компания может понести убытки от нестрахуемых или

незастрахованных рисков или недостаточного страхового покрытия, особенно если они возникают в то время, когда Компания сталкивается с существенным увеличением затрат в результате значительного операционного события, которое может оказать давление на ликвидность и потоки денежных средств Компании.

Компания подвержена рискам, связанным с концентрацией денежных средств на счетах и депозитах.

По состоянию на 30 июня 2022 года большая часть депозитов Компании была размещена в иностранных банках (55% от общей суммы или 885 миллиардов тенге), а остальная часть размещена в Казахстане в местных банках и банках с иностранным участием (45% от общей суммы или 732 миллиардов тенге). 84% или 616 миллиардов тенге наличных средств, хранящихся в Казахстане, размещены в трех казахстанских банках с кредитным рейтингом S&P не ниже BB. В то время как Компания регулярно анализирует банки на предмет их кредитных рисков и необходимости изменения распределения денежных средств и депозитов в банках, в случае, если банковский сектор Казахстана и, в частности, любой из банков, в которых Компания поддерживает депозиты, столкнется с трудностями, он может привести к замораживанию всех или части денежных средств Компании, что отрицательно скажется на ликвидности Компании и ее способности оплачивать свои обязательства, что может оказать существенное негативное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Компания может быть подвержена валютному и процентному риску.

Основной валютный риск Компании связан с изменением стоимости доллара США по отношению к тенге и, в меньшей степени, по отношению к другим валютам. Торговая дебиторская задолженность Компании по состоянию на 31 декабря 2021 года составляет 418,3 миллиардов тенге, из которых 245,1 миллиардов тенге выражены в долларах США. Что касается выручки, то вся выручка Компании от экспорта, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражены в долларах США или привязаны к ценам на сырую нефть и нефтепродукты, выраженным в долларах США. Поскольку большая часть выручки Группы выражена в долларах США, в то время как значительная часть ее расходов номинирована в тенге, Группа, как правило, получает выгоду от повышения курса доллара США по отношению к тенге, что, следовательно, оказывает положительное влияние на результаты операций Группы.

По состоянию на 30 июня 2022 года задолженность Компании в размере 3 284 миллиардов тенге была номинирована в долларах США (что составляет 83,5% от общей задолженности Компании в размере 3 934,7 миллиардов тенге на эту дату). Снижение стоимости доллара США по отношению к тенге снизило и будет продолжать снижать стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге, в то время как увеличение стоимости доллара США по отношению к тенге увеличило и будет увеличивать стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге. Поскольку валютой отчетности Компании является тенге, Компания несла и будет нести убытки от курсовой разницы, когда доллар США растет в цене по отношению к тенге, в том числе в первом квартале 2022 года, когда и российский рубль, и тенге обесценивались. по отношению к доллару США в связи с российско-украинским конфликтом и соответствующими санкциями, введенными против России и некоторых российских компаний и частных лиц. Смотрите «— *Риски, связанные с регионом деятельности Компании —На бизнес и результаты деятельности Группы может негативно повлиять продолжающийся вооруженный конфликт между Россией и Украиной*». Компания использует инструменты хеджирования для смягчения убытков вызванных с колебаниями обменного курса.

Компания также подвержена процентному риску по своей задолженности. Политика Компании заключается в том, чтобы управлять процентной ставкой, используя сочетание займов с фиксированной и плавающей процентной ставкой. По состоянию на 30 июня 2022 г. Компания имела непогашенные кредиты и займы на общую сумму 3 934,7 миллиардов тенге, из которых

3 249,9 миллиардов тенге имеют фиксированную процентную ставку, а 648,8 миллиардов тенге — процентную плавающую ставку. В ноябре 2021 года дочернее предприятие Компании, Атырауский НПЗ, получил кредит от Банка ВТБ на сумму 38 169 миллионов рублей с процентной ставкой ключевой ставки Центрального Банка России («**ЦБР**») плюс 2,25%. Ключевая ставка ЦБР имеет значительные колебания в первой половине 2022 г. изменившись с 8% на 20%. Компания имеет заемные средства для общих корпоративных целей, включая финансирование капитальных затрат, финансирование приобретений и потребности в оборотном капитале. Колебания процентных ставок в сторону повышения увеличивают стоимость нового долга и процентную стоимость любых непогашенных займов с плавающей процентной ставкой, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Группы.

Не может быть никаких гарантий того, что структура национальной компании или национального оператора не изменится или что преимущества национальной компании или национального оператора не изменятся.

По действующему законодательству казахстанская компания считается национальной компанией, если она не менее, чем на 50% принадлежит государству или национальной холдинговой компании. В соответствии с Указом Президента Республики Казахстан № 811 от 20 февраля 2002 года Компания была создана как национальная компания, в целях повышения уровня и защиты интересов государства в нефтегазовом секторе Республики Казахстан. экономика Казахстана. Кроме того, Компания была включена в качестве национальной компании в перечень национальных компаний в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 376 от 6 апреля 2011 года, что подтвердило ее правовой статус в соответствии с законодательством. Кодексом о недрах и недропользовании предусмотрено, что Минэнерго может осуществлять государственное приоритетное право через национальную компанию или национальные управляющие холдинги. Таким образом, Компания имеет возможность осуществлять свое приоритетное право в нефтегазовом секторе в качестве национальной нефтегазовой компании. Однако не может быть никаких гарантий относительно того, какие условия могут быть наложены на Компанию в качестве национальной компании. В частности, не может быть никаких гарантий того, что в Кодекс о недропользовании или другое соответствующее имплементирующее законодательство не будут внесены поправки, изменяющие права, которыми обладает национальная компания. Например, ранее законодательная база предусматривала, что национальная нефтегазовая компания имела приоритетное право в отношении всех месторождений нефти и газа в Казахстане, но в 2014 году в нее были внесены изменения, в соответствии с которыми национальные нефтегазовые компании сохранили приоритетное право только в отношении стратегических месторождений нефти и газа в Казахстане. Смотрите «*Регулирование в Казахстане — Приоритетное право государства в отношении стратегических месторождений*». Кроме того, в ноябре 2021 года Правительство приняло Постановление №854 «О распределении деятельности национальных компаний», которым установлено, что QazaqGaz отвечает за разведку и добычу газа и газового конденсата на газовых месторождениях, а Компания отвечает за разведку и добычу на нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях. Постановление предписывает Компании и QazaqGaz заключить отдельное соглашение для дальнейшего разграничения компетенции национальной компании в области разведки и добычи углеводородов в соответствии с «Кодексом о недрах и недропользовании». В январе 2022 года Компания и QazaqGaz подписали соглашение, в соответствии с которым, в том числе, Компания сохранила за собой право осуществлять свое преимущественное право государства, осуществлять доверительное управление и приобретать права недропользования путем прямых переговоров с государством в отношении нефти, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, а QazaqGaz получил право на то же самое только в отношении газовых и газоконденсатных месторождений.

Закон о газе и газоснабжении. Законом № 532-IV от 09.01.2012 (**Закон «О газе»**) введено понятие «национальный оператор» с широкими полномочиями и функциями, представляющий государственные интересы в сфере газа и газоснабжения в Казахстане. В соответствии с

Законом о газе национальный оператор имеет право, *среди прочего*, осуществлять преимущественное право государства на закупку сырого и товарного газа, приобретение объектов единой системы товарного газоснабжения и осуществление оптовой торговли товарным газом. Так, в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 914 от 5 июля 2012 года, национальным оператором назначено АО «QazaqGaz» (предыдущее наименование АО «КазТрансГаз»). В результате QazaqGaz получило преимущественное право на покупку всего попутного газа, добываемого в Казахстане, в том числе участниками Группы, по регулируемой цене.

Группа работает в ряде труднодоступных отдаленных районов.

Из-за удаленности многих предприятий Группы, Группа, как правило, не имеет непосредственного доступа к оборудованию или объектам для решения таких проблем, как поломки и сбои оборудования, а также возможны задержки в доступе к необходимым материалам или расходным материалам для проведения необходимого ремонта или технического обслуживания. Аналогичным образом, работа в отдаленных районах подвергает деятельность Группы рискам, связанным с плохой инфраструктурой, например, сбоями в подаче электроэнергии, что может снизить добычу нефти. Кроме того, для климата Казахстана характерна суровая зима и жаркое лето. Большое количество объектов Группы и крупные сегменты ее сетей расположены в районах с суровыми погодными условиями, особенно зимой, и резкими колебаниями зимних и летних погодных условий, что может ускорить износ трубопроводов и сопутствующего оборудования. Например, в той части Казахстана, где расположено месторождение Кашаган, зимние температуры могут опускаться до -40°C, а летние температуры могут достигать +40°C. Чрезвычайно суровые погодные условия в сочетании с удаленностью некоторых объектов Группы могут затруднить доступ для быстрого проведения ремонта или технического обслуживания, а также доступ к буровым и другим объектам. Удаленное расположение многих предприятий Группы также делает ее активы и инфраструктуру уязвимыми для целевых атак, поскольку инфраструктуру труднее контролировать и защищать. В результате Группа может быть не в состоянии немедленно отреагировать или возместить ущерб, причиненный в результате таких действий, которые могут оказать существенное негативное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение, движение денежных средств или результаты деятельности Группы.

Группа полагается на услуги третьих сторон, и зависимость Группы от этих сторон подвергает ее рискам, таким как сбои в работе и проблемы с качеством работы третьих сторон.

Группа в значительной степени полагается на внешних подрядчиков и субподрядчиков для выполнения технического обслуживания активов и инфраструктуры Группы, которые отвечают за достаточность ресурсов и мощностей, которые они привносят в проект. Например, несмотря на то, что Группа активно стремится выполнять некоторые из этих услуг своими силами, значительная часть работ по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче и переработке самой Группой, выполняется внешними подрядчиками и субподрядчиками и, в соответствии со стратегией Компании и ее целью по оптимизации численности персонала в добывающей деятельности Группы, работы, связанные с- неосновными активами, будут по-прежнему передаваться на аутсорсинг. Группа привлекает внешних подрядчиков и субподрядчиков во всех регионах Казахстана для выполнения крупных работ, таких как капитальный ремонт и техническое обслуживание скважин, ремонт и техническое обслуживание оборудования, буровых систем, насосных агрегатов, систем изоляции трубопроводов и систем электрохимической защиты, техническое обслуживание и замена труб и содержание других общестроительных зданий и сооружений. В результате Группа в значительной степени зависит от надлежащей работы своих внешних подрядчиков и субподрядчиков и выполнения ими своих обязательств, и любое неисполнение может привести к операционным, финансовым рискам и рискам безопасности, а также к юридической ответственности и репутационному ущербу. Если внешний подрядчик или субподрядчик не выполняет свои обязательства надлежащим образом, это может привести к задержкам или

прекращению добычи, транспортировки, переработки или доставки нефти и газа и связанных с ними продуктов, что может отрицательно сказаться на результатах Группы. операции. Кроме того, в случае возникновения каких-либо инцидентов, связанных с безопасностью, такие подрядчики и субподрядчики могут не захотеть или быть не в состоянии полностью компенсировать Группе расходы, понесенные от их имени.

Деятельность Группы зависит от надежности и безопасности ее ИТ-систем.

Нефтегазовая отрасль подвержена быстро меняющимся рискам со стороны участников киберугроз, включая государства, преступников, террористов, активистов и инсайдеров. Группа полагается на безопасность критически важных информационных и операционных технологических систем, среди прочего, для разведки, разработки, производства, хранения и распространения своей продукции; а также обработки, использования и безопасности финансовых отчетов, конфиденциальной информации, интеллектуальной собственности, личной информации и операционных данных; переписка с руководством, персоналом и деловыми партнерами. Несмотря на принятые Компанией меры предосторожности, нарушение или отказ ИТ-систем Компании из-за преднамеренных действий, таких как атаки на ее кибербезопасность, перебои в подаче электроэнергии, сбои или другие факторы, может серьезно нарушить деятельность Компании и привести к потере или неправильному использованию данных или конфиденциальной информации, причинению вреда людям, сбоям в работе, нанесению ущерба окружающей среде или активам Компании, нарушениям правовых или нормативных требований и возможной юридической ответственности. Нарушения прав других компаний Группы или совместных предприятий также могут привести к значительным затратам или последствиям для репутации. Например, в 2017 году НКОК была одной из организаций, пострадавших от атаки программы-вымогателя WannaCry (в ходе которой устройства многих хорошо известных организаций были заражены программами-вымогателями, которые шифровали файлы этих организаций и угрожали удалить их, если хакерам не будет выплачено вознаграждение). Хотя добыча нефти не пострадала, проблем с безопасностью не возникло, данные были восстановлены, и системы вернулись в нормальное состояние за короткое время. Кроме того, в марте 2021 года компания Rompetrol Rafinare (оператор нефтеперерабатывающего завода Petromidia) подверглась попытке несанкционированного доступа к ее компьютерным системам, что не привело к серьезным сбоям и не оказало существенного неблагоприятного воздействия на ее деятельность и в марте 2022 года компания Rompetrol Rafinare столкнулась со сложной кибератакой, в результате которой была приостановлена работа веб-сайта и некоторых приложений. Однако на работу нефтеперерабатывающего завода и автозаправочных станций Petromidia это не повлияло. Любые сбои, нарушения или отказы в будущем могут привести к значительным расходам или последствиям для репутации и могут негативно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Группы.

Операции Группы зависят от электроснабжения, интернета и телекоммуникационной инфраструктуры, и если какая-либо из этих систем будет нарушена или недоступна, это может негативно сказаться на бизнесе Группы.

Группа сильно зависит от электроснабжения, интернета и телекоммуникационной инфраструктуры, которыми управляют третьи стороны. Деятельность Группы, как и других компаний нефтегазовой отрасли, все больше зависит от информационных систем и компьютерных программ, в том числе для информации о работе скважин, сейсмических данных, электронной обработки данных и данных учета. Если какая-либо из таких инфраструктур, систем или программ выйдет из строя, станет недоступной или будет нарушена, или подаст ошибочную информацию в аппаратной или программной сетевой инфраструктуре Группы, способность Группы безопасно и эффективно вести свой бизнес будет ограничена, и любые такие последствия могут иметь существенное неблагоприятное влияние на ее деятельность.

Сбои в глобальной цепочке поставок и инфляция могут негативно сказаться на деятельности Группы.

Дисбаланс спроса и предложения, возникший в результате пандемии COVID-19, военный конфликт между Россией и Украиной, привел к нехватке, непоставке и задержке поставок широкого спектра продуктов и услуг, включая оборудование, критически важное для деятельности Компании. Сбои в поставках от сторонних поставщиков, производителей или поставщиков услуг, ограничение мощностей, перебои в производстве, рост цен, в том числе связанный с отсутствием информации и нарушением цепочки поставок связанныъ с инфекционными заболеваниями, пандемиями или геополитическими обстоятельствами, могут вызвать внеплановые операционные простои и привести к задержке или сокращению доходов и увеличению затрат, все это может оказать существенное негативное влияние на прибыльность Компании.

Если Компании не удастся успешно реализовать свои ключевые стратегии, финансовые показатели и рост Компании могут быть существенно и неблагоприятно затронуты.

Финансовые показатели и успех Компании в значительной степени зависят от ее способности успешно реализовать бизнес-стратегию. Бизнес-стратегия Компании включает ряд инициатив, в том числе прирост запасов, стабилизацию добычи на действующих текущих активах, запуск добычи на новых месторождениях, успешную реализацию проектов расширения и выхода на полку добычи нефти на крупных нефтегазовых проектах, увеличение глубины переработки нефти на НПЗ, синергия морских перевозок, оптимизация операционных затрат, создание нефтехимического комплекса, обеспечение устойчивости всех направлений бизнеса, энергопереход и снижение углеродного следа и другие. Если Компания не сможет успешно реализовать свою бизнес-стратегию или получить ожидаемые выгоды, это отрицательно скажется на ее долгосрочном росте, прибыльности, способности выполнять свои договорные обязательства и обслуживать свой долг. Даже если Компания сможет успешно реализовать некоторые или все инициативы своей бизнес-стратегии, результаты деятельности Компании могут не улучшиться в той степени, в которой она ожидает, или не улучшиться вообще. На реализацию бизнес-стратегии также могут повлиять несколько факторов, не зависящих от Компании, таких как изменения в государственном регулировании, усиление конкуренции, изменения в законодательстве, общие экономические условия или увеличение операционных расходов или затрат. Кроме того, если Компания неверно оценила характер и масштабы отраслевых тенденций или конкуренции, у Компании могут возникнуть трудности в достижении стратегических целей Компании.

Компания зависит от высшего руководства и ключевого персонала.

Хотя в Компании в настоящее время имеется сильная команда высшего руководства, такое высшее руководство и ключевой персонал могут добровольно уволиться с работы в Компании или оставить свои должности по причинам, не зависящим от Компании. Успех Компании зависит от ее способности выявлять, нанимать, развивать, мотивировать и удерживать высококвалифицированное высшее руководство и ключевой персонал. Если Компания столкнется с большим количеством выходов на пенсию или уходом ее экспертов по нефти и газу за относительно короткий период времени, привлечение и удержание достаточного количества новых работников может быть проблематичным. Если Компания не сможет нанять и удержать высшее руководство и ключевых сотрудников с необходимыми навыками и знаниями, это может оказать существенное негативное влияние на деятельность Компании, ее перспективы, финансовое положение или результаты деятельности.

Риски связанные с регионом деятельности Компании

Компания экспортирует значительную часть сырой нефти и газа потребителям в определенных регионах, и неблагоприятные экономические, политические или правовые события в этих регионах могут повлиять на результаты деятельности Компании.

Результаты деятельности Группы зависят от экономических, политических и правовых

изменений в регионах, в которых расположены ее клиенты, включая Содружество Независимых Государств.[2], Румынию и другие европейские страны, а также Китай. За полугодие, закончившихся 30 июня 2022 года, продажи Группы (в стоимостном выражении) были осуществлены покупателям из Китая (2%), Содружества Независимых Государств (0,2%) и Румынии (17%), и Группа ожидает, что значительная часть продаж Группы по-прежнему будет приходиться на покупателей из этих регионов. Соответственно, экономические, политические и социальные условия, а также государственная политика этих стран могут во многом повлиять на деятельность Группы, в том числе, среди прочего: (i) степень участия правительства; (ii) скорость роста; (iii) контроль над иностранной валютой и инвестициями и (iv) распределение ресурсов.

Изменения политических, экономических и социальных условий, законов, нормативных актов и политик или неспособность Группы продавать свою продукцию в эти регионы на коммерчески выгодных условиях или вообще могут привести, например, к тому, что Группа понесет дополнительные транспортные расходы на доставку своей продукции. продукции клиентам из других регионов, или Группе по иным причинам необходимо продавать свою продукцию через брокеров на новые рынки, каждый из которых может привести к снижению маржи для Группы. Это может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность Группы, ее перспективы, финансовое положение, денежные потоки, результаты деятельности и (или) цену акций.

Группа в значительной степени зависит от политических, экономических и геополитических условий, существующих в Казахстане.

Большая часть активов и операций Группы расположена в Казахстане. В результате такой географической концентрации Группа особенно чувствительна к любым изменениям в политической обстановке в Казахстане, а также к любой слабости в экономике, в том числе, в частности, на местных рынках нефти и газа.

С 1992 года Казахстан активно реализует программу экономических реформ, направленную на создание свободной рыночной экономики путем приватизации государственных предприятий и дерегулирования, и она более развита в этом отношении, чем некоторые другие страны бывшего Советского Союза. Однако, как и в случае любой переходной экономики, нет никаких гарантий, что такие реформы будут продолжаться или что такие реформы достигнут всех или любой из намеченных целей.

С 1 января 2022 года начала работу новая торговая площадка СУГ, направленная на переход от государственного регулирования ценообразования СУГ к ценообразованию на рыночных условиях. В результате этого цены на СУГ выросли на 50-60%. После скачка цен на СУГ в Западном Казахстане начались массовые демонстрации и митинги, которые постепенно приобретали политический характер и распространялись на другие города. Правительство Казахстана задействовало полицию и вооруженные силы для устранения беспорядков. На фоне протестов и после них сотрудники некоторых компаний Группы, в том числе ОМГ, ТШО, НКОК и их подрядчики, приостановили работу на ограниченный период времени и объявили забастовку, требуя повышения заработной платы. Смотрите «—*Трудовые споры могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы».* Деятельность Компании в условиях чрезвычайного положения оставалась стабильной: добыча нефти и газа, транспортировка нефти, нефтепереработка, переработка и обслуживание газа продолжали производственные процессы и операции в штатном режиме. Несмотря на остановку отдельных буровых скважин на отдельных производственных объектах, это оказало лишь незначительное влияние на добычу нефти и, как ожидается, не окажет существенного влияния на финансовые результаты Компании.

---

[2] В Содружество Независимых Государств входят Россия, Азербайджан, Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Молдова, Таджикистан и Узбекистан.

В ответ на эти события были приостановлены биржевые торги СУГ на электронных торговых площадках, введено государственное регулирование розничных цен на нефтепродукты и СУГ сроком на шесть месяцев, а Правительство усилило давление на Группу по выполнению планов, утвержденных Минэнерго для увеличения удовлетворения потребностей внутреннего рынка СУГ. Впоследствии торговля СУГ через электронные торговые площадки была отменена и с января 2023 года будет заменена торговлей на товарных биржах. Кроме того, после январских протестов Антимонопольное агентство инициировало расследования в отношении 6 крупных оптовых продавцов СУГ в Казахстане, включая Компанию, Казахойл Актобе, Казгермунай и ТОО «Казахский ГПЗ» («**КазГПЗ**»), заподозрив чрезмерно высокие монопольные цены на СУГ. В марте 2022 года материалы расследований в отношении Компании были переданы Антимонопольным агентством в Агентство финансового мониторинга. На дату настоящего Проспекта запросов оттуда не поступало. Хотя события января 2022 года не оказали серьезного негативного влияния на деятельность Группы, любые будущие изменения в политике, которые могут повлиять на политическую и экономическую ситуацию в Казахстане и его геополитические отношения в более широком смысле, могут повлиять на инвестиционный климат в стране и бизнес Группы, ее финансовое положение, результаты деятельности или перспективы.

В январе 2022 года Самрук-Казына разработал дорожную карту внутренних реформ, которые должны быть реализованы, включая, среди прочего, приватизацию активов, улучшение корпоративного управления, оптимизацию затрат и пересмотр дивидендной политики фонда. Самрук-Казына объявил о потенциальном увеличении минимального гарантированного годового дивиденда, подлежащего выплате Правительству, с 25 миллиардов тенге до 400 миллиардов тенге с обязательным увеличением до 100% свободного потока денежных средств, генерируемых портфельными компаниями, которые будут выплачены в пользу «Самрук-Қазына» в качестве дивидендов. Смотрите «— *После выхода Предложения контролирующий акционер Компании, Самрук-Казына, по-прежнему сможет оказывать значительное влияние на Компанию, ее руководство и ее дела*».

Далее, 5 июня 2022 года был проведен референдум и были внесены предложенные поправки в Конституцию Казахстана, предусматривающим, *среди прочего*, ограничение полномочий избранного президента, реформирование Конституционного совета и усиление роли местных представительных органов (*маслихатов*). Далее, в сентябре 2022 года Президент Касым-Жомарт Токаев предложил провести внеочередные президентские выборы, которые состоятся 20 ноября 2022 года.

Казахстан зависит от соседних государств в плане доступа к мировым рынкам по ряду своих основных экспортных товаров, включая нефть и природный газ. Таким образом, чтобы обеспечить свою экспортную способность Казахстан зависит от хороших отношений со своими соседями. Если доступ к этим экспортным маршрутам будет существенно ограничен, это может негативно сказаться на экономике Казахстана. Более того, неблагоприятные экономические факторы на региональных рынках могут негативно повлиять на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может оказать существенное негативное влияние на бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Группы.

Правительство также может время от времени подвергаться судебным разбирательствам, включая, например, дело Стати, которое может повлиять на его репутацию или повлиять на экономику и политические условия Казахстана. Смотрите также «— *Риски, связанные с деятельностью Компании – Группа время от времени подвергается судебным разбирательствам*».

Кроме того, любое прекращение добычи, транспортировки или переработки нефти и газа в Казахстане по любой причине, в том числе в результате терроризма, стихийного бедствия, промышленной аварии, угроз общественному здоровью и глобальных пандемий или изменения государственной политики, может иметь существенные неблагоприятные последствия. влияние на деятельность, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

2 декабря 2021 года Правительство утвердило бюджет на 2022–2024 годы, в котором предусмотрены средства на реализацию ключевых государственных проектов и программ экономических реформ. Экономика и финансы Казахстана все так же демонстрируют более низкие уровни роста после мирового финансового кризиса, который начался в 2008 году. Согласно государственной статистике, реальный рост ВВП составил 4,5% в 2019 году (2,6)% в 2020 году - 4,0% в 2021 году и 3,3% за семь месяцев 2022 года. Международный валютный фонд прогнозирует рост реального ВВП на уровне 2,9% в 2022 году.

В апреле 2022 года S&P подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «BBB»- (прогноз «стабильный»), а в сентябре 2022 г. понизил прогноз со «стабильного» до «негативного» в связи с рисками связанными со способностью Казахстана использовать трубопровод КТК дляя экспорта своей сырой нефти и роста стоимости долгового финансирования. Кроме того, в октябре 2022 года S&P понизил кредитный рейтинг ТШО с «BBB-» до «BB+» (прогноз негативный) в связи с рисками, связанными с трубопроводом КТК. В июне 2022 года рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «BBB» (прогноз «стабильный»), а в апреле 2022 года Moody's подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «Baa2» (прогноз «стабильный»).

Любые будущие негативные изменения прогноза или понижение рейтинга, вероятно, приведут к понижению рейтингов Компании. Так же, любое будущее понижение суверенного кредитного рейтинга Казахстана и проблемы с ликвидностью в экономике Казахстана могут неблагоприятно повлиять на ее экономическое развитие, что, в свою очередь, может существенно и неблагоприятно повлиять на перспективы, бизнес, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Бизнес и результаты операционной деятельности Группы могут пострадать от продолжающегося вооруженного конфликта между Россией и Украины

24 февраля 2022 года Россия объявила о начале специальной военной операции на территории Украины и российские войска зашли на на территорию Украины. Ситуация в Восточной Европе и ответные санкции, введенные правительствами, привели к значительной нестабильности и сбоям на мировых кредитных и товарных рынках и в мировой экономике. А именно, 8 марта 2022 года США запретили импорт российской нефти, сжиженного природного газа и угля. В сентябре Великобритания объявила о запрете на оказание морских услуг, связанных с транспортировкой российской нефти. В ноябре 2022 года страны-члены G7 объявили, что договорились о предельной цене на российскую нефть. Смотрите *«— Риски, связанные с деятельностью Компании — Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подвергаются санкциям США и ЕС, Компания может быть подвергнута санкциям в будущем, и текущее или будущее воздействие таких санкций может иметь неблагоприятные последствия для Компании».*

Военный конфликт вызвал всплеск цен на нефть и газ, и в то же время это также привело к падению цены на нефть сорта Urals и негативно сказалось на цене на нефть смеси КТК (включая нефть некоторых проектов Группы: ТШО, НКОК, КПО и российских производителей, в частности, использующих трубопровод КТК). Кроме того, в феврале 2022 года тенге значительно обесценился по отношению к основным иностранным валютам на фоне внешней геополитической ситуации, обусловленной эскалацией напряженности в регионе. Хотя с тех пор курс тенге укрепился, девальвация оказала определенное негативное влияние на Группу, которая должна погасить займы в иностранной валюте (по состоянию на 30 июня 2022 года у Группы были займы на общую сумму 3 304 миллиарда тенге, выраженные в других валютах, кроме тенге и российских рублей), а также увеличения платежей за услуги и товары, выраженные в иностранной валюте. Смотрите *«Риск — Риски, связанные с деятельностью Компании — Компания может зависеть от курса обмена валюты и процентных ставок»*. Однако в целом негативные последствия девальвации тенге в основном компенсируются увеличением валютных поступлений.

Кроме того, Группа напрямую связана с Россией и российскими компаниями следующим образом:

- *Группа экспортирует нефть по трубопроводу КТК.* КТК (КТК-Р и КТК-К) является совместным предприятием России, Казахстана и других российских и иностранных партнеров, которое владеет, эксплуатирует и обслуживает трубопровод КТК, по которому нефть транспортируется из Казахстана на терминал вблизи российского порта Новороссийск. В 2021 году КТК перевез примерно 79% от общего объема экспорта из Казахстана на международные рынки. Смотрите *«Описание деятельности Компании— Транспортировка сырой нефти— Трубопроводная система КТК.»* Если будут введены ограничения на транспортировку сырой нефти из России или через Россию, это негативно скажется на бизнесе Группы. Несмотря на то, что у Группы есть альтернативные транспортные маршруты, таких маршрутов будет недостаточно для замены существующих механизмов транспортировки ее продукции и продукции ее клиентов на рынки за пределами Казахстана. Учитывая последние события, Компания и ее партнеры и ассоциированные компании по СП рассматривают маршруты, альтернативные КТК, включая Транскаспийский транспортный маршрут, однако нет никаких гарантий, что такие альтернативные маршруты будут реализованы в течение короткого периода времени или что они будут надежными и эффективными. *Смотрите «— Риски, связанные с деятельностью Компании —Компания в значительной степени зависит от систем транспортировки нефти и газа, включая трубопроводы, проходящие через территорию России, для транспортировки своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана, и любой сбой или недоступность таких транспортных систем отрицательно скажется на способности Компании поставлять свою продукцию».*

- *Группа участвует в других проектах с российскими компаниями.* Компания также участвует в нескольких совместных предприятиях (в том числе от имени государства) с российскими компаниями, такими как «Татнефть», «Лукойл», «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» («**Роснефть**»), а также ведет переговоры с другими российскими компаниями, такими как ПАО «СИБУР Холдинг» («**СИБУР**»), в отношении потенциальных проектов совместных предприятий и других сделок. Некоторые из этих компаний подлежат ограниченным отраслевым санкциям, связанным с финансированием, а также санкциям в отношении некоторых членов их высшего руководства и некоторых акционеров, введенных Соединенными Штатами, Европейским союзом и Великобританией. Соответственно, источники финансирования для этих и других российских компаний будут ограничены, если им потребуется внешнее финансирование для выполнения своих будущих обязательств по существующим или будущим проектам совместных предприятий с Компанией, что может негативно повлиять на эти проекты. По всем проектам с участием российских организаций проводится анализ санкционных рисков и ведется работа по включению права Компании на выход из проектов в случае, если кто-либо из российских партнеров окажется под санкциями.

- *Группа исторически поддерживала определенные отношения с российскими банками.* В прошлом Группа заключала кредитные и общие банковские соглашения с некоторыми российскими государственными банками, включая Сбербанк России, Банк ВТБ и Альфа-Банк, которые в настоящее время находятся под санкциями ЕС, Великобритании и США. В результате введения санкций в отношении этих банков и российского финансового сектора в целом могут быть затронуты возможности Компании и ее аффилированных лиц по осуществлению и получению платежей в российских рублях. По состоянию на 30 июня 2022 год Группа располагала денежными средствами и их эквивалентами в различных валютах на общую сумму, эквивалентную 164,4 миллионов тенге, и кредитами в размере 349 123 миллионов тенге в российских банках и их дочерних компаниях.

- В ноябре 2021 года дочерняя компания Компании, Атырауский НПЗ, получила кредит от Банка ВТБ на сумму 38 169 миллионов рублей (или 229 015 миллионов тенге) до 2027 года. Процентная ставка устанавливается в размере ключевой ставки Центрального банка России («**ЦБ РФ**») плюс 2,25% ежегодно. Ключевая ставка ЦБ существенно выросла с 7,5%. в ноябре 2021 года до 20,0 процента. в марте-апреле 2022 года и в настоящее время составляет 7,5% ежегодно. Такое повышение ключевой ставки ЦБ увеличит стоимость заимствований Компании и негативно скажется на ее финансовом положении. КМГ находится в процессе оценки целесообразности и возможности досрочного погашения данного кредита.

- У КТО есть контракт с Роснефтью на транзитную транспортировку российской нефти объемом до 10 миллионов тонн через свой трубопровод Атасу-Алашкоу в Китай.

В настоящее время из-за продолжающейся геополитической неопределенности вокруг России и Украины, в частности, в отношении того, как долго продлится текущий конфликт или будущих действий, которые могут быть предприняты различными правительствами в будущем, Группа не может полностью количественно оценить ожидаемое прямое и косвенное воздействие продолжающегося конфликта на бизнес, перспективы, финансовое положение, движение денежных средств или результаты деятельности Группы. В случае затяжного вооруженного конфликта или существенного негативного влияния на цены на нефть и газ, девальвации валюты, прямого или косвенного воздействия санкций на партнеров или других факторов, препятствующих Группе вести нормальную хозяйственную деятельность, в связи с продолжающимся конфликтом, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Группы.

Компания может отказаться от стратегических приобретений или не суметь успешно интегрировать будущие приобретения.

Компания расширила свою деятельность за счет приобретений и может продолжать делать это и в будущем. Любое такое приобретение влечет за собой различные риски, в том числе то, что Компания может быть не в состоянии завершить стратегическое приобретение, точно оценить стоимость, сильные и слабые стороны целевого бизнеса, эффективно интегрировать бизнес, достичь ожидаемого синергетического эффекта или возместить затраты на покупку такого приобретения Интеграция приобретенных предприятий требует значительного времени и усилий со стороны высшего руководства Компании и может потребовать дополнительных капитальных затрат. Интеграция новых предприятий может быть затруднена, поскольку операционная и деловая культура Компании может отличаться от культуры предприятий, которые она приобретает, могут потребоваться меры по сокращению затрат (что может привести к первоначальным денежным затратам), а внутренний контроль, включая контроль за денежными потоками и расходам, может оказаться сложнее поддерживать. Более того, даже если Компании удастся интегрировать недавно приобретенные предприятия, оценка активов, ожидаемая синергия и экономия средств могут не реализоваться, что приведет к более низкой, чем ожидалось, норме прибыли. Компания также может понести непредвиденные расходы или принять на себя непредвиденные обязательства и убытки в связи с любым приобретением, в том числе в связи с удержанием ключевых сотрудников, юридическими непредвиденными обстоятельствами и рисками, связанными с приобретенным бизнесом. Любая неспособность осуществить или завершить стратегические приобретения, успешно интегрировать прошлые или будущие приобретения, нанять и удержать квалифицированный персонал для контроля за такими приобретениями или реализовать синергетический эффект или контролировать расходы, может неблагоприятно повлиять на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операционной деятельности Компании.

Законы о валютном контроле влияют на операции Компании с иностранной валютой.

Закон Казахстана «О валютном регулировании и валютном контроле» от 2 июля 2018 года с

поправками уполномочивает Правительство посредством специальных действий и при обстоятельствах, когда экономическая стабильность Казахстана находится под угрозой, вводить специальный валютный режим, который (i) требует обязательной продажи иностранной валюты, полученной резидентами Казахстана; (ii) требовать размещения определенной части средств, полученных в результате валютных операций, бес-процентный депозит в уполномоченном банке или НБК; (iii) ограничить использование счетов в иностранных банках; (iv) ограничивать срок, объемы, суммы и валюту расчетов по валютным операциям; а также (v) требуют специального разрешения НБК на проведение валютных операций. Кроме того, Правительство может вводить иные требования и ограничения на валютные операции, когда экономическая стабильность Казахстана находится под угрозой.

Для того чтобы Казахстан продолжал выполнять свои членские обязательства по уставу Международного валютного фонда, валютный режим не может ограничивать резидентов в погашении ими своих обязательств в иностранной валюте. На дату настоящего Проспекта Правительство не применяло вышеуказанные законодательные положения. Соответственно, неясно, как внедрение нового валютного режима в конечном итоге повлияет на Компанию. Однако любое введение существенных ограничений на операции Компании с иностранной валютой может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Компания не может гарантировать точность официальной статистики и других данных в настоящем Проспекте, публикуемых государственными органами.

Официальная статистика и другие данные, публикуемые государственными органами, могут быть не такими полными и надежными, как данные более развитых стран. Официальная статистика и другие данные также могут быть получены на основе, которая отличается от используемой в более развитых странах. Компания не проводила независимую проверку такой официальной статистики и других данных, и поэтому любое обсуждение вопросов, касающихся Казахстана в настоящем Проспекте, может быть неопределенным из-за вопросов в части полноты или достоверности такой информации. В частности, инвесторы должны знать, что определенная статистическая информация и другие данные, содержащиеся в настоящем Проспекте, были получены из официальных государственных источников и не были подготовлены в связи с составлением настоящего Проспекта.

Кроме того, определенная информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, основана на знаниях и исследованиях руководства Компании с использованием информации, полученной из неофициальных источников. Компания точно воспроизвела такую информацию, и, насколько Компании известно и что она может установить из информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, которые могли бы сделать воспроизведенную информацию неточной или вводящей в заблуждение. Тем не менее, потенциальным инвесторам рекомендуется относиться к этим данным с осторожностью. Эта информация не проходила независимую проверку и, следовательно, содержит некую неопределенность в части полноты или достоверности такой информации, которая не была подготовлена в связи с подготовкой настоящего Проспекта.

Риски, связанные с налогообложением

В налоговую систему Казахстана часто вносятся изменения

Казахстанская налоговая система постоянно развивается и подвержена частым и порой неоднозначным изменениям, которые могут оказать негативное влияние на Группу. Кроме того, Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» (25 декабря 2017 №120-VI) («**Налоговый кодекс**») действует в течение короткого периода времени по сравнению с налоговым законодательством и нормативными актами в более развитых странах с рыночной экономикой, и поэтому риски доначисления налогов в его юрисдикции более вероятны, чем в странах с более развитыми налоговыми системами. Деятельность Группы в основном осуществляется в Казахстане, а большая часть

активов Группы также расположена в Казахстане, поэтому недостатки казахстанской налоговой системы могут неблагоприятно повлиять на Группу.

Исторически система сбора налогов в Казахстане была сложной и непредсказуемой, что приводило к постоянным изменениям в налоговом законодательстве, которые иногда вносились в короткие сроки и включали изменения в положения, устанавливающие правила налогового администрирования, а также в другие положения, такие как определение налоговой базы и налоговой ставки. Кроме того, в казахстанское налоговое законодательство регулярно вносятся поправки. Эти изменения вызывают налоговую неопределенность, которая может привести к неблагоприятным налоговым последствиям для Группы.

Толкования налоговых органов не могут считаться юридически обязательными, и налоговые органы не несут ответственности за неправильное толкование Налогового кодекса. Такие разные толкования повышают уровень неопределенности и, следовательно, налоговые риски и потенциально могут привести к непоследовательному применению этих законов и правил. Официальные разъяснения и судебные решения зачастую неясны и противоречивы, а налоговые споры могут привести к значительным судебным издержкам для Группы. Например, разъяснения налоговых органов по отдельным пунктам Налогового кодекса года не имеют обязательной юридической силы ни для налогоплательщиков, ни для самих налоговых органов и могут не учитываться при разрешении налоговых споров. Кроме того, ответственность налоговых органов за неверное толкование статей Налогового кодекса года законодательством не установлена. Таким образом, налоговые органы могут изменить свою позицию относительно применения той или иной статьи. Кроме того, судьи, рассматривающие судебные дела, связанные с разрешением налоговых споров, иногда выносят решения, которые можно признать спорными. Назначение в 2016 году Верховного суда и суда города Астаны судами первой инстанции по инвестиционным спорам, в том числе налоговым спорам инвесторов, не привело к существенному улучшению качества налоговых споров и существенным позитивным изменениям в разрешении налоговых споров.

Поскольку сложно дать точное правовое описание механизма налогообложения, недостатков юридической техники, а также существующих в налоговом законодательстве пробелов и противоречий, часто возникают различные толкования налогового законодательства налогоплательщиками и налоговыми органами. Таким образом, налогообложение в Казахстане зачастую является неясным или непоследовательным и может привести к неожиданным налоговым начислениям и обязательствам, что может привести к существенному неблагоприятному воздействию на, *среди прочего*, бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Группы.

Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании может оказать негативное влияние на операционную гибкость и налоговые оценки Группы.

Операции Группы по продаже сырой нефти и газа на границе подлежат проверке по трансфертному ценообразованию, что может оказать неблагоприятное влияние на налоговые последствия Группы. Согласно Закону № 67-IV Закона Республики Казахстан «О трансфертном ценообразовании» от 5 июля 2008 года («**Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании**»), если цена экспорта является не рыночной, следует начислить дополнительный налогооблагаемый доход по контролируемым сделкам, в том числе трансграничным сделкам с товарами, а также сделкам резидентов Казахстана, совершенным за пределами Казахстана. Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании применяется независимо от того, связаны стороны сделки или нет. Кроме того, Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании потенциально может привести к более высокому налогу на долго-срочные товарные контракты, не основанные на рыночных ценах, или «спотовых ценах». Этот закон лишает Группу стимулов к заключению долгосрочных- контрактов с базовой повышенной ценой эскалации или фиксированной ценой.

Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании вступил в силу в Казахстане с 1 января 2009 года. Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании не является вполне ясным, и

некоторые его положения не имеют прецедента. Более того, Закон Казахстана о трансфертном ценообразовании не подкреплен подробным руководством, которое все еще находится в стадии разработки. В результате применение контроля за трансфертным ценообразованием к различным видам сделок четко не регламентировано. На дату настоящего Проспекта руководство полагает, что его интерпретация Закона Казахстана о трансфертном ценообразовании является надлежащей и что существует вероятность того, что позиция Группы в отношении трансфертного ценообразования сохранится, но Группа не может гарантировать, что дело обстоит именно так. Из-за неопределенностей, связанных с Законом Республики Казахстан о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что налоговые органы могут занять позицию, отличную от позиции Группы, что может привести к дополнительным налогам, штрафам и процентам за рассматриваемый исторический период. и, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, финансовое положение, результаты деятельности или перспективы Группы.

Дивиденды на акции, включенные в официальные списки KASE и AIX, могут облагаться подоходным налогом, если не выполняются критерии активной торговли.

11 июля 2022 года был принят закон о внесении изменений в Налоговый кодекс в отношении порядка выплаты дивидендов по акциям, включенным в официальные списки бирж, функционирующих в Казахстане (KASE и AIX). Начиная с 1 января 2023 года (когда поправки вступят в силу) простого включения акций в официальный список фондовой биржи будет недостаточно (как это имеет место на дату настоящего Проспекта) для освобождения дивидендов по таким акциям от налогов. Освобождение от налога на дивиденды будет применяться только в том случае, если были совершены сделки с такими акциями. Критерии достаточности торгов будут установлены Правительством Казахстана. В соответствии с проектом Постановления Правительства активными торговыми критериями являются (1) сумма сделок с ценными бумагами не менее 25 миллионов тенге в месяц и (2) количество сделок с ценными бумагами не менее 50 в месяц, причем критерии удовлетворяются только на основании совершенных сделок. KASE и AIX будут обязаны ежеквартально публиковать на своих веб-сайтах информацию о ценных бумагах, удовлетворяющих этим критериям. Не может быть никаких гарантий, что эти критерии активной торговли будут выполнены для Акций Компании и что налог на прибыль не будет применяться к дивидендам, которые могут быть выплачены по Акциям Компании.

Риски, связанные с Акциями и Торговым рынком

Активный рынок торговли Акциями может не развиваться.

Акции будут зарегистрированы только на местных биржах на KASE (уже зарегистрированы) и на AIX. Нет никаких гарантий, что активный рынок торговли Акциями будет развиваться и продолжаться на AIX и KASE после Предложения. Торговля на KASE была приостановлена 7 ноября 2022 года и будет оставаться приостановленной до Даты закрытия, включая эту дату. Если активный рынок торговли Акциями не будет развиваться, это может оказать существенное негативное влияние на ликвидность и рыночную цену Акций, и инвесторы не смогут продать Акции, которые они приобрели в рамках Предложения, по Цене предложения, или вообще. В результате инвесторы, приобретающие Акции в рамках Предложения, могут полностью или частично потерять свои инвестиции в Акции. Цена предложения Акций не отражать рыночную цену Акций после выхода Предложения.

Кроме того, рыночная цена Акций также может быть подвержена значительной волатильности в результате, как минимум, следующих факторов: (i) изменения в анализе и рекомендациях аналитиков по ценным бумагам; (ii) объявления, сделанные Компанией или ее конкурентами; (iii) изменения в представлениях инвесторов Компании; (iv) макроинвестиционная среда; (v) изменения ликвидности рынков Акций; и (vi) общие экономические факторы.

Международная биржа Астана, или AIX, была запущена в июле 2018 года и, следовательно, имеет очень короткую историю работы. С начала своей деятельности технологии и

инфраструктура AIX оказались достаточными и надежными для постоянного облегчения торговых и пост-торговых операций, в том числе во время высокой волатильности и рыночных потрясений, вызванных вспышкой COVID-19 и недавними геополитическими событиями в Казахстане и во всем мире. В целом, внутренние рынки капитала в Казахстане сталкиваются с проблемой недостаточной ликвидности, что является общим аспектом приграничных рынков. Риск ликвидности может существенно повлиять на формирование цены Акций.

Казахстанская фондовая биржа, или KASE, была запущена в ноябре 1993 года. Может не быть никаких гарантий того, что Казахстанская фондовая биржа (KASE) привлечет достаточное количество участников рынка и эмитентов, чтобы обеспечить приемлемые объемы торгов в обозримом будущем или в целом. Соответственно, участники рынка, эмитенты и другие заинтересованные стороны могут испытывать технические трудности с различными аспектами операций на KASE, такими как котировки, торговая информация и расчеты. Любое из этих событий может негативно повлиять на цену Акций.

Выпуск или продажа дополнительных Акций после выхода Предложения может привести к снижению цены Акций;

И Компания, и Продающий акционер, и НБК согласились с тем, что до истечения 180-дневного периода после Даты закрытия они будут, с учетом определенных исключений, без предварительного письменного согласия Букранеров, предлагать размещать, отчуждать, обременять (включая залог) или иным образом распоряжаться любыми Акциями («**Период неотчуждения акций**»). По истечении Периода неотчуждения акций, выпуск или продажа значительного количества Акций, Акций или любых других ценных бумаг, представляющих Акции, или предположение о том, что такие выпуски или продажи могут иметь место, может существенно и неблагоприятно повлиять на рыночную цену Акций, а также может препятствовать способности Компании привлекать капитал за счет выпуска долевых ценных бумаг в будущем.

Кроме того, Компания может в будущем выпустить новые Акции или любые другие ценные бумаги, конвертируемые или обмениваемые на Акции. Любой такой выпуск может привести к эффективному разводнению для инвесторов, покупающих ценные бумаги. Любое из этих событий может негативно повлиять на цену Акций. В результате инвесторы, приобретающие Акции, могут полностью или частично потерять свои инвестиции в эти Акции.

Компания может принять решение не выплачивать дивиденды в будущем.

Если Компания объявляет и выплачивает дивиденды по Акциям, владельцы Акций на соответствующую дату регистрации будут иметь право на получение дивидендов, подлежащих выплате в отношении Акций. В целом, решения об объявлении и выплате дивидендов регулируются применимым законодательством и коммерческими соображениями (включая, помимо прочего, применимые правила, ограничения, результаты деятельности Группы, финансовое положение, потребность в денежных средствах, договорные ограничения, будущие проекты и планы Группы, а также требования и ограничения достаточности капитала). Компания не может гарантировать, что она будет выплачивать какие-либо дивиденды в будущем. В результате, владельцы акций могут не получить какой-либо доход от своих инвестиций в Акции, если только они не продадут свои Акции по цене, превышающей ту, которую они заплатили за них.

При условии среднегодовых цен на нефть не менее 70 долларов США за баррель Компания намерена выплатить ежегодные дивиденды в размере не менее 200-250 миллиардов тенге (в сумме всем своим акционерам) по каждому из 2022, 2023 и 2024 финансовых годов Компании 2024 с выплатой в 2023, 2024 и 2025 годах соответственно. Как отмечалось выше, решения о выплате дивидендов принимаются с учетом рекомендаций Совета директоров и утверждения Общим собранием акционеров согласно требованиям применимого законодательства, рыночной конъюнктуры, цен на нефть, структуры долга Компании, инвестиционной программы и капитальных затрат, и иным существенным обстоятельствам, которые могут

возникнуть и повлиять на способность Компании выплатить дивиденды в вышеуказанном размере.

Компания не может гарантировать, что она выплатит эти или любые последующие дивиденды в будущем. В результате акционеры не могут получить какой-либо доход от своих инвестиций в Акции, если только они не продадут свои Акции по цене, превышающей ту, которую они заплатили за них.

Может оказаться затруднительным вручение повесток о судебном разбирательстве и приведение в исполнение судебных решений, вынесенных за пределами Казахстана в отношении Компании и ее руководства, а судебные решения в Казахстане трудно предсказать.

Компания является субъектом, учрежденным в соответствии с законодательством Казахстана, и значительная часть его бизнеса, активов и операций находится и осуществляется в Казахстане. В результате может оказаться невозможным осуществить вручение Компании процессуальных документов за пределами Казахстана. У Казахстана нет договоров, предусматривающих взаимное признание и приведение в исполнение решений судов с США, Великобританией и многими другими странами. Хотя казахстанское законодательство предусматривает приведение в исполнение решений иностранных судов на основе взаимности, в этом вопросе нет руководства или практики, и в настоящее время неясно, будут ли казахстанские суды приводить в исполнение решения иностранных судов на такой основе. Процедуры, применяемые соответствующими казахстанскими должностными лицами, могут не полностью соответствовать процессуальному законодательству или судебным правилам. Это может задержать исполнительные производства в Республике Казахстан. В результате признание и приведение в исполнение в Казахстане решений, вынесенных иностранными судами в отношении любого вопроса, может быть затруднено.

Независимость казахстанской судебной системы не защищена от социальных, экономических и политических влияний. Судебная система часто неэффективна и отнимает много времени, а некоторые судьи не имеют опыта в вопросах коммерческого и корпоративного права. Некоторые судебные решения могут не соответствовать друг другу. Кроме того, претензии, возникающие в связи с использованием инфраструктуры AIX в связи с листингом и обращением Акций на AIX, будут рассматриваться недавно созданным судом МФЦА, который действует на принципах английского права. Однако из-за очень ограниченной истории его деятельности исход любого такого разбирательства трудно предсказать. Эти неопределенности делают судебные решения в Казахстане трудно предсказуемыми, а эффективное возмещение неясным, и могут оказать существенное неблагоприятное влияние на цену Акций.

Если аналитики по ценным бумагам или аналитики отрасли не публикуют или прекращают публиковать исследования или отчеты о Компании, ее деятельности или рынках, или если они неблагоприятно изменят свои рекомендации в отношении Акций, цена и объем торгов Акциями могут снизиться.

На рынок торговли Акциями могут повлиять исследования и отчеты, которые отраслевые аналитики или аналитики по ценным бумагам могут публиковать о Компании, ее бизнесе, ее рынках или ее конкурентах. Если кто-либо из аналитиков, которые работаю с Компанией, изменит свои рекомендации в отношении Акций неблагоприятно или предоставит более благоприятные относительные рекомендации в отношении конкурентов Компании, цена Акций, вероятно, снизится. Если какой-либо аналитик, который может охватывать Компанию, прекратит анализировать состояние Компании или не будет регулярно публиковать отчеты о Компании, Компания может потерять видимость на финансовых рынках, что, в свою очередь, может привести к снижению цены или объема торгов Акциями. снижаться.

Торговая цена Акций может колебаться в зависимости от различных факторов, многие из которых находятся вне контроля Компании.

Нет никаких гарантий того, что Цена Предложения будет отражать будущую цену Акций.

После выхода Предложения цена Акций может не всегда точно отражать базовую стоимость бизнеса. Цена и стоимость Акций может как уменьшаться, так и увеличиваться, так что инвесторы могут получить меньше, чем первоначально вложенная сумма. Стоимость Акций может, помимо того, что на нее влияют фактические или прогнозируемые результаты деятельности, значительно колебаться в результате большого количества факторов, некоторые из которых характерны для Компании и ее деятельности, а некоторые могут повлиять на нефтегазовый сектор в целом, при этом они находятся вне контроля Компании и включают, среди прочего: изменения в финансовых показателях Компании или аналогичных компаний или отрасли; изменения в законодательстве, правилах и положениях, применимых к Компании и ее деятельности в Казахстане и других регионах присутствия Группы; общая экономическая, социальная и политическая обстановка в Казахстане и других регионах, где Группа осуществляет свою деятельность; и колебания на рынках капитала.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Компания..... Юридическое и коммерческое наименование Компании – АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (или акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»). Компания была организована как закрытое акционерное общество в соответствии с законодательством Казахстана 27 февраля 2002 года. Компания была перезарегистрирована как акционерное общество в соответствии с Законом об акционерных обществах в соответствии со свидетельством о перерегистрации № 11425 1901 АО, выданным Управлением юстиции города Астаны 16 марта 2004 года. Основным законодательством, в соответствии с которым Компания осуществляет деятельность, помимо Закона об АО, является Закон Республики Казахстан № 413-IV «О государственном имуществе» от 1 марта 2011 года (с изменениями и дополнениями) и Закон Республики Казахстан от 1 февраля 2012 г. № 550-IV «О Фонде национального благосостояния» (с изменениями и дополнениями). Идентификационный номер юридического лица Компании: 2138001H1M69RFJCSH88, а его бизнес-идентификационный номер — 020240000555.

Юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Астана, улица Кунаева, д. 8, номер телефона: +7 (7172) 786 101.

Продающий акционер..... Акционерное общество «Фонд национального благосостояния Самрук-Казына, акционерное общество, созданное в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

В настоящее время Самрук-Казына владеет 90,42% выпущенного акционерного капитала Компании. После выхода Предложения Самрук-Казына будет владеть приблизительно 85,42%[3] выпущенного акционерного капитала Компании. Смотрите «*Сделки с Основным и Продающим Акционером и связанными сторонами*».

Предложение..... Продающий акционер предлагает в совокупности до 30 505 974 Акций, представляющих в совокупности 5% от общего количества существующих Акций. В Предложении.

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 877 от 5 ноября 2022 года Самрук-Казына вправе реализовать до 94 109 125 Акций, что в совокупности составляет

[3] Предполагая, что все 30 505 974 предложенных Акций в Предложении проданы.

приблизительно 15,42% от общего количества существующих Акций Компании. Продающий акционер предлагает Акции институциональным и розничным инвесторам, которые являются резидентами и нерезидентами, через системы AIX, KASE и Прямую подписку.

Акции размещаются при Предложенении на AIX, Предложении на KASE и Прямой подписке по одинаковой цене 8 406 тенге за Акцию.

Местные букранеры действуют в качестве совместных кооориднаторов и Местные букранеры и Международные букранеры действуют в качестве букранеров Предложения. Компания и Местные букранеры заключили Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами, к которому Продающий акционер намеревается присоединиться в Дату открытия, или приблизительно в эту дату, и Компания, Продающий акционер намерены заключить Соглашение об андеррайтинге с Международными букранерами до Даты рапределения. В частности, Букранеры предоставляют Компании консультации и услуги андеррайтинга в отношении предлагаемого листинга и публичного предложения Акций Компании на AIX и KASE.

Также, Компания, Продающий акционер и Международные букранеры намерены заключить Соглашение об андеррайтинге с Международными букранерами до Даты рапределения.

Таблица с временными рамками выше может измениться. Определенные события, предусмотренные в ней, находятся вне контроля Продающего акционера или Местных букранеров. Продающий акционер, по соглашению с Местным букранером, оставляет за собой право изменить вышеуказанную таблицу с временными рамками для Предложения. Информация о любых изменениях к предлагаемой таблице с временными рамками Предложения будет объявлена инвесторам и, при необходимости, будут вноситься дополнения к Проспекту в соответствии с применимыми положениями.

Процесс букбилдинга на AIX

Процесс букбилдинга на Акции начнется в 12:00 9 ноября 2022 года и будет проходить на торговой платформе AIX, доступ к которой может быть предоставлен только участникам имеющим действительное и действующее торговое соглашение участника с AIX («**Участник торгов AIX**»). Потенциальным покупателям Акций в

Предложении на AIX нужно иметь открытый счет Участника торгов AIX. Букбилдинг на AIX будет осуществляться Местными букранерами и Международными букранерами.

В начале процесса букбилдинга AIX выпустит Уведомление о рынках с указанием, среди прочего, основных условий и положений процесса букбилдинга и процедур расчетов в связи с Предложением на AIX и связанную с этим ответственность Участников торгов AIX (включая обязательство раскрыть конечных бенефициарных собственников, подающих заявки), временные рамки и статистические данные Акций.

В начале процесса букбилдинга Акции будут указаны на торговой платформе AIX.

AIX и Букранер заключили Соглашение о предоставлении услуг букбилдинга в дату настоящего Проспекта, или приблизительно к этой дате, которое устанавливает условия и положения, регулирующие использование торговой платформы AIX для осуществления процесса букбилдинга в отношении Предложения на AIX.

Потенциальным покупателям Акций требуется указать количество Акций, которое они хотели бы приобрести. Такое количество Акций будет записано в торговой системе AIX и предоставлено Букранеру и Продающему акционеру.

Распределение Акций будет подтверждено и ожидается будет объявлено в Дату распределения, или приблизительно в эту дату.

Посредством участия в процессе букбилдинга, Участники торгов AIX соглашаются с тем, что Продающий акционер (через Букранера) может, по своему единоличному усмотрению, отказать распределить Акции по какому-либо Заявлению по любой причине. Таблица с временными рамками выше может измениться. Определенные события, предусмотренные в ней, находятся вне контроля Продающего акционера или Букранеров.

Процесс букбилдинга на AIX закроется: (1) для институциональных инвесторов в 18:00 (время Астаны) 30 ноября 2022 года; (2) для розничных инвесторов в 15:00 (время Астаны) 2 декабря 2022 года.

Одновременно, Продающий акционер предлагает Акции через KASE в соответствии с ее правилами и процедурами расчетов.

Процесс бубилдинга на KASE

Начиная с 12:00 (время Астаны) 9 ноября 2022 года, процесс букбилдинга через подписку на Акции будет осуществляться на торговой платформе KASE, доступ к которой может быть предоставлен только участникам имеющим действительный и действующий статус участника на KASE («**Участник торгов KASE**»). Букбилдинг на KASE будет осуществляться только Местными букранерами.

Потенциальным покупателям Акций в Предложении на KASE нужно иметь открытый брокерский счет Участника торгов KASE. В начале процесса букбилдинга KASE выпустит Уведомление о рынках с указанием, среди прочего, основных условий и положений процесса букбилдинга и процедур расчетов в связи с Предложением на KASE и связанную с этим ответственность Участников торгов KASE (включая обязательство раскрыть конечных бенефициарных собственников, подающих Заявления).

Потенциальным покупателям Акций требуется подать клиентские заявки Участникам торгов KASE, указывая, среди прочего, количество Акций, которое они готовы приобрести по Цене предложения. Такое количество Акций будет записано на торговой платформе KASE и предоставлено Местному букранеру KASE и Продающему акционеру. 2 декабря 2022 года будет проверена доступность необходимых денежных средства потенциальных покупателей на их счетах Участников торгов KASE, в сравнении с поданной клиентской заявкой. Клиентские заявки, которые не подтвердились денежными средствами будут анулированы на торговой платформе KASE.

Посредством участия в процессе букбилдинга, Участники торгов KASE соглашаются с тем, что Продающий акционер (через Местного букранера) может, по своему единоличному усмотрению, отказать распределить Акции по какому-либо Заявлению по любой причине.

Процесс букбилдинга на KASE закроется: (1) для институциональных инвесторов в 18:00 (время Астаны) 30 ноября 2022 года; (2) для розничных инвесторов в 15:00 (время Астаны) 2 декабря 2022 года. Заявления от каких-либо инвесторов, открывших брокерские счета в качестве Участников торгов KASE 2 декабря 2022 года не будут приниматься.

Прямая подписка

Одновременно с Предложением на AIX и Предложением на KASE Продающий акционер предлагает Акции посредством прямой подписки казахстанским розничным инвесторам через приложение Tabys или отделения Казпочты. AIX Central Securities Depository Ltd. («**AIX CSD**») и Букранер, действующий в качестве агента от имени и в интересах Компании и Продающего акционера, заключили Соглашение об оказании услуг от в дату настоящего Проспекта, или приблизительно в эту дату, в котором указаны условия и положения, ругелирующие использование Приложения для сбора Заявок от потенциальных покупателей в отношении Прямой подписки. Основные положения и условия процедур Прямой подписки определены в документации Приложения, доступ к которой потенциальные покупатели могут получить в Приложении или по ссылке www.tabysapp.kz. Приложение можно скачать в App Store или Google Play, смотрите www.tabysapp.kz.

Сбор Заявлений через Приложение или отделения Казпочты будет проводиться одновременно с процессом букбилдинга на AIX и начнется 9 ноября 2022 года. Потенциальным покупателям Акций в Прямой подписке будет необходимо иметь депозитарный счет в AIX CSD, открытие которого будет инициировано после регистрации потенциального покупателя в Приложении или в отделениях Казпочты. Потенциальные покупатели Акций должны будут указать в Предложении количество Акций, которое они хотели бы приобрести. Все Заявки должны быть предварительно профинансированы. Предоплаченные Заявления будут зарегистрированы в Приложении и предоставлены Букраннеру и Продающему акционеру. Распределение Акций в рамках Прямой подписки будет происходить одновременно с распределением Акций в рамках Предложения в Дату распределения, или приблизительно в эту дату. Посредством участия в Прямой подписке, потенциальные покупатели соглашаются с тем, что Продающий акционер (через Букранера) может, по своему единоличному усмотрению, отказать распределить Акции по какой-либо заявке по любой причине.

Минимальная сумма ..... Минимальная сумма не определена.

Цена предложения и валюта Ценных бумаг ..... 8 406 тенге за Акцию.

Акции ..... Уставный капитал Компании составляет 916 540,5 миллионов тенге, разделенный на 610 119 493

Акции с разной номинальной стоимостью. Акции Компании имеют права, представленные в «*Описании акционерного капитала и применимого казахстанского законодательства*». На дату настоящего Проспекта общее количество объявленных простых акций составляло 849 559 596, а выпущенных и находящихся в обращении простых акций — 610 119 493. На дату настоящего Проспекта все выпущенные и находящиеся в обращении простые акции были полностью оплачены.

Дата открытия..... Ожидается 9 ноября 2022 года в 12:00 (время Астаны), или приблизительно в эту дату.

Дата распределения..... Ожидается 5 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату.

Дата закрытия..... Ожидается 7 декабря 2022 года, приблизительно в эту дату.

Неотчуждение акций..... И Компания, и Продающий акционер, и НБК дал обязательство каждому Букранеру, что с даты Соглашения об андеррайтинге (или с даты одностороннего Обязательства НБК о неотчуждении) до 180 дней с Даты закрытия, они не будут, за некоторыми исключениями, без предварительного письменного согласия Букранеров (i) выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, обременять (включая залог) или иным образом распоряжаться, прямо или косвенно, любыми Акциями или другими акциями Компании, или любыми ценными бумагами конвертируемыми в Акциях или реализуемыми или обмениваемыми на Акции или другие акции Компании; или (ii) выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, предоставлять любые опционы или производные ценные бумаги или инструменты, базовыми активами которых являются, прямо или косвенно, любые Акции или другие акции Компании, или любые ценные бумаги, конвертируемые в Акции, реализуемые или обмениваемые на Акции или другие акции Компании; или (iii) подавать любое заявление на регистрацию в отношении любых Акций или других акций Компании, или любых ценных бумаг, конвертируемых в Акции или реализуемых или обмениваемых на Акции или другие акции Компании и (или) любых прав на них, у любого регулятора ценных бумаг или в реестре ценных бумаг, фондовой бирже или органе листинга или другом аналогичном органе или органе в любой стране или юрисдикции в соответствии с законодательством любой страны или юрисдикции; или (iv) вступать в любой своп или любое другое соглашение или любую сделку (включая одностороннюю), по которой передаются,

полностью или частично, прямо или косвенно, какие-либо права на любые Акции или другие акции Компании, или любые ценные бумаги, конвертируемые в Акции или реализуемые или обмениваемые на Акции или другие акции Компании; или (v) направлять или позволять любой третьей стороне выполнять (или публично объявлять о намерении сделать) любое из вышеперечисленного.

Использование доходов..... Компания не продает какие-либо Акции в рамках Предложения и не получит никаких доходов от продажи Акций Продающим акционером. Продающий Акционер получит все доходы от продажи Акций.

Право голоса..... Смотрите «*Описание акционерного капитала и применимого казахстанского законодательства — Краткое изложение Устава — Право голоса».*

Налогообложение..... Информацию о некоторых казахстанских налоговых последствиях приобретения и владения Акциями смотрите «*Налогообложение*». Если потенциальные инвесторы сомневаются в своем налоговом положении, им следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами.

Ограничения на продажу .. В какой-либо юрисдикции за пределами МФЦА не предпринималось и не будет предпринято никаких действий, которые позволили бы публичное предложение Акций, владение или распространение настоящего Проспекта или любого другого материала предложения в любой стране или юрисдикции, где требуются действия для этой цели. Соответственно, Акции не могут быть предложены или проданы, прямо или косвенно, и ни настоящий Проспект, ни любые другие материалы предложения или реклама в связи с Акциями не могут распространяться или публиковаться в любой стране или юрисдикции за пределами Казахстана (включая МФЦА), за исключением обстоятельств, которые приведут к соблюдению любых и всех применимых правил, и положений любой такой страны или юрисдикции. Лица, в распоряжение которых попадает настоящий Проспект, должны знать и соблюдать любые ограничения на распространение настоящего Проспекта, а также на предложение и продажу Акций, предлагаемых в Предложении, в том числе в пунктах ниже. Любое несоблюдение этих ограничений может представлять собой нарушение законов о ценных бумагах любой такой юрисдикции. Настоящий Проспект не является предложением подписки или покупки каких-либо Акций, предлагаемых в Предложении, любому лицу в любой юрисдикции, в отношении которого такое предложение или

заявление в отношении него является незаконным в такой юрисдикции.

Акции, упомянутые в настоящем документе, могут предлагаться или продаваться только в Республике Казахстан, в том числе в МФЦА или из МФЦА, в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан, и правилами и положениями МФЦА. Настоящий Проспект не представляет собой предложение или приглашение делать предложения о продаже, покупке, обмене или иной передаче ценных бумаг в Казахстане любому казахстанскому физическому или юридическому лицу, или в его пользу, за исключением тех физических или юридических лиц, которые способны сделать это в соответствии с законодательством Республики Казахстан и любыми другими законами, применимыми к дееспособности таких лиц или организаций. Настоящий Проспект не может быть толковаться как реклама (т.е. информация, предназначенная для неограниченного круга лиц, которая распространяется и размещается в любой форме и направлена на создание или поддержание интереса к Компании и ее товарам, товарным знакам, работам, услугам и/или свои ценные бумаги и способствовать их продаже) в Казахстане и для целей законодательства Казахстана, если такая реклама не находится в полном соответствии с законодательством Казахстана. Акции не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах или применимым законодательством о ценных бумагах любого штата Соединенных Штатов Америки и не могут быть предложены, проданы или переданы, прямо или косвенно, в пределах Соединенных Штатов Америки, кроме как в соответствии с освобождением или в сделке, не подпадающей под требования регистрации Закона о ценных бумагах. Смотрите «*Ограничения на продажу*», «*План распределения*» а также «*Расчеты и передача*».

Листинг и торговля Акциями ..... На AIX была подана заявка на допуск таких Акций к листингу и торгам под символом «KMG».

Ожидается, что Допуск в Официльный список AIX на AIX произойдут 5 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату. Начало безусловных торгов по Акциям на AIX ожидается 8 декабря 2022 года, или приблизительно в эту дату. Акции включены в Официальный список KASE под кодом KMGZ.

Оплата и расчет..... Размещение будет производиться через (i) букбилдинговую платформу торговой системы AIX и KASE в соответствии с Бизнес правилами AIX и соответствующими Уведомлениями о рынках AIX, а

	также правилами и положениями KASE, соответственно; и (ii) Прямая подиска через Приложение и отделения Казпочты. Оплата и расчеты Предложения на AIX и Прямой подписки будут производиться через расчетную систему AIX CSD в соответствии с Правилами и процедурами AIX CSD; оплата и расчеты Предложения на KASE будут производиться через расчетную систему АО «Центральный депозидарий ценных бумаг» («**KCD**») в соответствии с Правилами KCD. В частности, предоставление Акций через систему AIX CSD и KCD и оплата Акций через Расчетные банки AIX CSD и KCD 7 декабря 2022 года («**Дата закрытия**»), или приблизительно в эту дату. KCD выступает в качестве регистратора акций Компании, а между KCD и AIX CSD установлена и действует депозитарная связь. Чтобы участвовать в размещении Акций, получать Акции и торговать Акциями на AIX и/или KASE, инвесторы должны иметь счет, открытый в брокерской компании, допущенной в качестве Участника торгов AIX и/или Участника торгов KASE на KASE. Акции будут храниться от имени инвесторов на депозитарном счете соответствующего Участника торгов AIX или KASE в CSD AIX или KCD. Чтобы участвовать в Прямой подписке на Акции, получать Акций, казахстанские розничные инвесторы должны иметь личный депозитарный счет, открытый в AIX CSD. Чтобы торговать Акциями на AIX или KASE, инвесторы должны иметь счет, открытый в брокерской компании, допущенной в качестве Участника торгов AIX на AIX или Участника торгов KASE на KASE.
Вид, класс и идентификационные номера ценных бумаг для Акций	Простые акции Код ISIN: KZ1C00001122
Указание формы Ценных бумаг	Акции Компании находятся в бездокументарной форме. Владение Акциями Компании подтверждается выпиской из реестра акционеров Компании. KCD, как это определено и описано в Разделе «*Описание акционерного капитала и применимого казахстанского законодательства – Передача Акции*»), является единственным лицом, которое вправе вести реестры акционеров частных компаний, зарегистрированных в Казахстане, контрольный пакет акций принадлежит НБК. Адрес АО «Центральный депозитарий ценных бумаг»: 050051, Республика Казахстан, г. Алматы, дом 28,

	жилой комплекс Самал-1.
Ограничения в отношении передаваемости Ценных бумаг, соглашений о расчетах за передачу и любые ограничения тех прав и процедуры для осуществления таких прав	Акции, проданные Продающим акционером в рамках Предложения, могут свободно передаваться с учетом ограничений на продажу и передачу согласно соответствующим законам в определенных юрисдикциях, применимых к передающему лицу или получателю, включая Казахстан и другие юрисдикции, а также согласно договорным соглашениям о неотчуждении акций, применимым к Компании и Продающему акционеру. Смотрите «*Ограничения на продажу*», «*План распределения*» и «*Расчеты и передача*».
Подробная информация о процедуре и способах возврата денег, полученных от заявителей, в случае, если Предложение не произойдет	В случае, если Предложение не состоится, денежные средства, полученные от заявителей, по письменному указанию заявителя будут возвращены его брокером или, в случае Прямой подписки, Продающим акционером (через AIX CSD или отделения Казпочты) такому заявителю в сумме денежных средств, полученных от заявителя при подаче заявки на покупку Акций, за вычетом любых сборов за банковские операции, брокерские услуги и другие сборы третьих сторон, если применимо.
Право инвестора отозвать заявку	Институциональным инвесторам разрешено отозвать свои Заявления до 18:00 (время Астаны) 30 ноября 2022 года, а розничным инвесторам – до 15:00 (время Астаны) 2 декабря 2022 года.
Законодательство по которому созданы Ценный бумаги	Акции созданы по законодательству Республики Казахстан.
Описание политики Эмитента по распределению дивидендов и любых ограничений по ней	Дивидендная политика Компании была утверждена Общим собранием Акционеров 27 октября 2022 года. Решение о выплате дивидендов по простым акциям Компании принимается Общим собранием Акционеров. Начисление и выплата дивидендов по Акциям Компании не допускается: • если размер собственного капитала Компании является отрицательным или если размер собственного капитала Компании становится отрицательным в результате начисления дивидендов по его простым акциям; • если Компания имеет признаки несостоятельности в соответствии с законодательством о реабилитации и банкротстве либо эти признаки появятся у Компании в результате начисления

дивидендов по ее простым акциям; и

- в иных случаях, предусмотренных законодательством.

Совет директоров вносит на Общее собрание Акционеров предложение о распределении консолидированной чистой прибыли Компании, рассчитанной на основе консолидированного свободного денежного потока за прошедший финансовый год и размера дивидендов, приходящихся на одну простую акцию Компании.

Общее собрание Акционеров вправе принять решение не выплачивать дивиденды по Акциям Компании с обязательным опубликованием Компанией этого решения в средствах массовой информации, определенных Уставом, на корпоративном сайте Компании, а также иным способом, установленным требованиями фондовой биржи, на которой обращаются ценные бумаги Компании, в течение 10 дней с даты принятия такого решения.

Размер дивиденда за Ценную бумагу на каждый финансовый год за период охваченный финансовой информацией за прошедшие периоды

За 2019, 2020, 2021 годы и за шесть месяцев 2022 года Компания выплатила дивиденты Самрук-Казына и НБК в размере 36 998 миллионов тенге (60,64 тенге за акцию), 81 738 миллионов тенге (133,97 тенге за акцию), 49 999 миллионов тенге (81,95 тенге за акцию), 199 997 миллионов тенге (327,80 тенге за акцию), соответственно.

Фикисированная дата на которую возникает право на дивиденд

Дивиденды выплачивают в течение срока установленного Общим собранием при принятии решения о выплате дивидендов.

Преимущественные права

Пожалуйста, смотрите «*Описание акционерного капитала и применимого законодательства Казахстана – Преимущественные права*»

Любые ограничения на дивиденды

Пожалуйста, смотрите «*Предложение – Описание политики Эмитента по распределению дивидендов и любых ограничений по ней*».

Ставка дивиденда или метод ее расчета, периодичности и кумулятивная или некумулятивная природа выплат

Совет директоров вносит на Общее собрание Акционеров предложение о распределении консолидированной чистой прибыли Компании, рассчитанной на основе консолидированного свободного денежного потока за прошедший финансовый год и размера дивидендов, приходящихся на одну простую акцию Компании.

Компания приложит все усилия для обеспечения выплаты следующего размера дивидендов:

- не менее 50 % от Свободного денежного потока, если отношение Общего долга к EBITDA меньше 1.0;
- не менее 40 % от Свободного денежного потока, если отношение Чистого долга к EBITDA больше 1.0, но равно или меньше 1.5;
- не менее 30 % от Свободного денежного потока, если отношение Чистого долга к EBITDA больше 1.5, но равно или меньше 2.0;
- процент выплаты определяется решением Общего собрания акционеров Компании, если отношение Чистого долга к EBITDA составляет более 2.0.

Не существует фикисрованной переодичности в связи с выплатами дивидендов.

Выплата дивидендов должна быть произведена не позднее 90 дней с даты принятия решения о выплате дивидендов по Акциям при наличии сведений о текущих реквизитах акционера.

В случае отсутствия информации о текущих реквизитах акционера, выплата дивидендов по Акциям должна быть произведена в течение 90 дней с момента обращения акционера в Компанию.

Акционеры вправе требовать выплаты неполученных дивидендов независимо от периода образования задолженности Компании, за исключением случаев, когда дивиденды не начислены по основаниям, указанным в Уставе.

Факторы риска..... Потенциальные инвесторы должны тщательно взвесить определенные риски, связанные с инвестированием в Акции. Смотрите «*Факторы риска*»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДОВ

Продающий акционер получит всю чистую выручку от Предложения, которая составит приблизительно 256 миллиардов тенге. Компания не получит никакой чистой выручки от Предложения.

Общая сумма комиссий, сборов и расходов, подлежащих уплате в связи с Предложением, составит приблизительно 2,28 миллиардов тенге. Эти суммы включают, среди прочего, гонорары аудиторов, налоговых консультантов, финансовых консультантов и юрисконсультов, листинг и допуск к биржевым сборам, а также комиссионные за продажу. Сборы и комиссии, подлежащие уплате Букранерам в связи с Предложением, оплачиваются Компанией и Продающим акционером. Компания и Продающий акционер несут все свои затраты и расходы, понесенные в связи с Предложением.

Причины подготовки Предложения

Размещение проводится в целях реализации Комплексного плана приватизации на 2021–2025 годы, утвержденного Постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 декабря 2020 года № 908 «О некоторых вопросах приватизации на 2021–2025 годы» (с изменениями и дополнениями).

ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

Порядок распределения дивидендов

Дивидендная политика Компании была утверждена Общим собранием Акционеров 27 октября 2022 года.

Целью дивидендной политики является обеспечение прозрачности процесса вынесения рекомендаций Общему собранию акционеров относительно размера дивидендов Компании. Целями дивидендной политики являются оптимальное сочетание интересов акционеров, кредиторов и Компании при взаимном уважении прав всех заинтересованных лиц, а также необходимость повышения капитализации и инвестиционной привлекательности Компании.

Основными принципами этой дивидендной политики являются:

- повышение инвестиционной привлекательности Компании;
- обеспечение финансирования операционной деятельности Компании и инвестиционных проектов; и
- поддержание финансовой устойчивости Компании и кредитных рейтингов инвестиционного уровня.

Решение о выплате дивидендов по Акциям Компании принимается Общим собранием Акционеров.

Основными условиями выплаты дивидендов является следующее:

- Компания имеет консолидированную чистую прибыль за отчетный период или нераспределенную прибыль на конец отчетного периода;
- отсутствие ограничений на начисление и выплату дивидендов, предусмотренных положениями настоящей дивидендной политики и законодательством;
- проведение аудита финансовой отчетности Компании за соответствующий период;
- решение Общего собрания акционеров.

Начисление и выплата дивидендов по Акциям Компании не допускается:

- если размер собственного капитала Компании является отрицательным или если размер собственного капитала Компании становится отрицательным в результате начисления дивидендов по его Акциям;
- если Компания имеет признаки несостоятельности в соответствии с законодательством о реабилитации и банкротстве либо эти признаки появятся у Компании в результате начисления дивидендов по ее Акциям; и
- в иных случаях, предусмотренных законодательством.

Совет директоров вносит на Общее собрание Акционеров предложение о распределении консолидированной чистой прибыли Компании, рассчитанной на основе консолидированного свободного денежного потока за прошедший финансовый год и размера дивидендов, приходящихся на одну простую акцию Компании.

Для целей дивидендной политики, слова с заглавной буквы имеют следующее значения:

«**Свободный денежный поток**» означает консолидированный денежный поток Компании от операционной деятельности (включая дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, но не включая изменения в оборотном капитале в виде авансов,

полученных за поставку нефти) минус приобретение основных средств (в т.ч. авансы за основные средства) минус приобретение нематериальных активов минус приобретение активов по разработке месторождения минус приобретение оценочных и разведочных активов минус приобретение доли в дочерней организации/совместном предприятии плюс средства, полученные от реализации долей участия в дочерней организации/совместном/ассоциированном предприятии (за исключением средств, поступившие от передачи в конкурентную среду активов Общества по перечням, утвержденным постановлениями Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2015 года № 1141 и от 29 декабря 2020 года № 908).

«**Общий долг**» означает облигации плюс займы (краткосрочные и долгосрочные).

«**Чистый долг**» означает Общий долг минус денежные средства и их эквиваленты минус банковские вклады (краткосрочные и долгосрочные).

«**EBITDA**» означает выручку плюс дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, минус себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов (не включая износ и амортизацию) минус производственные расходы минус общие и административные расходы (не включая износ и амортизацию) минус расходы по транспортировке и реализации (не включая износ и амортизацию) минус налоги кроме подоходного налога.

Компания приложит все усилия для обеспечения выплаты следующего размера дивидендов:

- не менее 50 % от Свободного денежного потока, если отношение Общего долга к EBITDA меньше 1.0;
- не менее 40 % от Свободного денежного потока, если отношение Чистого долга к EBITDA больше 1.0, но равно или меньше 1.5;
- не менее 30 % от Свободного денежного потока, если отношение Чистого долга к EBITDA больше 1.5, но равно или меньше 2.0; и
- процент выплаты определяется решением Общего собрания акционеров Компании, если отношение Чистого долга к EBITDA составляет более 2.0.

При выработке рекомендаций по размеру дивидендов Совет директоров будет учитывать необходимость финансирования будущих капитальных затрат и инвестиционных проектов, обслуживания долга, поддержания адекватного уровня денежных потоков для поддержания финансовой устойчивости и кредитных рейтингов инвестиционного уровня и другие обстоятельства.

Общее собрание Акционеров вправе принять решение не выплачивать дивиденды по Акциям Компании с обязательным опубликованием Компанией этого решения в средствах массовой информации, определенных Уставом, на корпоративном сайте Компании, а также иным способом, установленным требованиями фондовой биржи, на которой обращаются ценные бумаги Компании, в течение 10 дней с даты принятия такого решения.

За 2019, 2020, 2021 годы и за шесть месяцев 2022 года Компания выплатила дивиденты Самрук-Казына и НБК в размере 36 998 миллионов тенге (60,64 тенге за акцию), 81 738 миллионов тенге (133,97 тенге за акцию), 49 999 миллионов тенге (81,95 тенге за акцию), 199 997 миллионов тенге (327,80 тенге за акцию), соответственно.

При условии сохранения поддерживающих цен на нефть не менее 70 долларов США за баррель, Компания намерена выплачивать ежегодные дивиденды в размере не менее 200-250 миллиардов тенге (в сумме всем своим акционерам) за каждый финансовый год Компании в 2022, 2023 и 2024, подлежащие выплате в 2023, 2024 и 2025 годах соответственно.

Как отмечалось выше, решения о выплате дивидендов принимаются с учетом рекомендаций Совета директоров и утверждения Общим собранием акционеров согласно требованиям применимого законодательства, рыночной конъюнктуры, цен на нефть, структуры долга Компании, позитивной прибыльности и потока свободных денежных средств, инвестиционной программы и капитальных затрат, и иным существенным обстоятельствам, которые могут возникнуть и повлиять на возможность Компании выплатить дивиденды в вышеуказанном размере.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В следующих таблицах показана капитализация Группы по состоянию на 30 июня 2022 года, полученная на основе финансовой отчетности, включенной в настоящий Проспект. Эту информацию следует читать вместе с разделами «*Выдержки из консолидированной финансовой и операционной информации*», «*Операционный и финансовый обзор*» и Финансовыми отчетами, включенными в другие разделы настоящего Проспекта.

	По состоянию на 30 июня 2022 г.
	(*миллионы тенге*)
Долгосрочные займы	3 578 712
Долгосрочные обязательства по аренде	40 801
Текущие займы	355 985
Текущие обязательства по аренде	9 931
Итого займов и обязательств по аренде	**3 985 429**
Акционерный капитал	916 541
Добавочный капитал	1 142
Прочие резервы капитала	(27 007)
Резерв учёта курсовых разниц	2 690 703
Нераспределенная прибыль	5 414 887
Неконтролирующая доля участия	(70 007)
Общий капитал	**8 926 259**
Общая капитализация[(1)]	**12 911 688**

(1) Общая капитализация представляет собой сумму займов и обязательств по аренде и общего капитала.

За исключением случаев, описанных ниже, с 30 июня 2022 года, конец последнего финансового периода, за который была опубликована финансовая информация, в консолидированной капитализации Группы не было существенных изменений.

15 сентября 2022 года дочерняя компания, находящаяся в полной собственности Компании, «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.», реализовала колл-опцион на акции в Кашагане и приобрела акции КМГ Кашаган у Самрук-Казына, тем самым став единственным акционером КМГ Кашаган. Цена покупки составляет 3,8 миллиардов долларов США и должна быть выплачена несколькими траншами до 30 июня 2023 года. Компания намерена покрыть 42% от цены покупки за счет чистых поступлений от купонных облигаций со ставкой 3% на сумму 751,6 миллиардов тенге (1,6 миллиардов долларов США) со сроком погашения в 2035 году, выпущенных Компанией на KASE и принадлежащих Самрук-Казына, при этом оставшаяся часть покупной цены должна быть оплачена денежными средствами Кашагана от операционной деятельности и путем зачета обязательств Самрук-Казына перед Компанией. Приобретение доли в КМГ Кашаган также увеличит долг Компании на 2,3 миллиардов долларов США (по состоянию на 30 сентября 2022 года), включая 1,6 миллиардов долларов США по вышеуказанным облигациям и 0,7 миллиардов долларов США в виде гарантии Самрук-Казына по остальной части покупной цены, которая должна быть оплачена за счет денежных средств Кашагана от его операционной деятельности (до 30 июня 2023 года).

Поскольку стороны этой сделки контролируются Самрук-Казына, Компания применила метод объединения долей в отношении данного приобретения и представит свою консолидированную финансовую отчетность за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2022 года, как если бы передача контрольного пакета акций КМГ Кашаган возникла с начала самого раннего из представленных периодов. т.е. 31 декабря 2021 года, независимо от фактической даты объединения (14 сентября 2022 года) и приведет к пересчету финансовой информации, представленной по состоянию на 31 декабря 2021 года и за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2022 года.

Активы и обязательства КМГ Кашаган, переданные под общий контроль, отражаются по балансовой стоимости предшественника, Самрук-Казына. В результате объединения новый нематериальный актив не признается. Разница между балансовой стоимостью приобретенных

чистых активов и уплаченным вознаграждением была признана в составе капитала. Компоненты капитала КМГ Кашаган добавляются к нераспределенной прибыли Компании как объединение бизнеса под общим контролем.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Краткий обзор нефтегазовой отрасли, общие тенденции и ее влияние на Казахстан

Добыча и запасы

Нефтегазовая промышленность имеет решающее значение для Казахстана с момента обретения им независимости, обеспечивая экономическую активность, занятость, налоги, инвестиции и качество жизни для своего народа. Добыча нефти в Казахстане увеличилась более чем в три раза с 26,6 миллионов тонн в 1991 году до 85,9 миллионов тонн в 2021 году, что свидетельствует о способности страны удовлетворить растущий мировой спрос на энергию. Добыча природного газа увеличилась почти в 7 раз с 7,9 миллиардов кубометров в 1991 году до 54,2 миллиардов кубометров в 2021 году. Рост был достигнут благодаря сотрудничеству государства с иностранными и отечественными инвесторами. Рост добычи нефти был обеспечен в основном тремя мегаместорождениями: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

На Казахстан приходится 3,3% доказанных мировых запасов углеводородов. Доказанные извлекаемые запасы нефти Казахстана составляют 3,9 миллиардов тонн (12е место в мире), запасы природного газа, включая шельф Каспия, превышают 2,7 трлн кубометров (14е место в мире). Значительные доказанные запасы и прозрачная и предсказуемая институциональная сфера делают Казахстан привлекательным для инвесторов. С момента обретения независимости в 1991 году Казахстан привлек 200 миллиардов долларов США прямых иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль, зарекомендовав себя как экономический лидер в Центральной Азии. Около 60% казахстанского экспорта приходится на нефть и газовый конденсат, тогда как средняя доля нефтегазовой отрасли в ВВП в период 2010-2020 гг. составляла около 21% в зависимости от мировых цен на нефть. При этом налоги и все виды государственных поступлений от нефтегазовой отрасли составляют от 33% до 50% государственного бюджета.

В то время как запасы нефти и добыча на старых месторождениях сокращаются, разведка и разработка новых месторождений становятся все более актуальными. Правительство планирует увеличить добычу нефти как на мегапроектах, так и на новых перспективных разведочных блоках за счет повышения эффективности аукционных процедур по продаже контрактных прав на добычу нефти.

Транспортировка

В Казахстане есть три основных экспортных трубопровода: трубопровод КТК, трубопровод Узень-Атырау-Самара («**трубопровод УАС**») и Казахстанско-Китайский Трубопровод («**трубопровод ККТ**»). Трубопровод КТК имеет пропускную способность 67 миллионов тонн нефти в год. В 2019 году КТК приступил к реализации программы расширения, направленной на увеличение мощности до 81,5 миллионов тонн нефти в год к концу 2023 года. Этот проект связан с расширением месторождений Тенгиз и Кашаган. Трубопровод УАС имеет пропускную способность 17,5 миллионов тонн в год, трубопровод ККТ – 20 миллионов тонн. Кроме того, порт Актау на Каспийском море имеет пропускную способность 5,2 миллионов тонн в год.

Казахстан экспортирует около 68 миллионов тонн нефти и ежегодно перерабатывает около 17 миллионов тонн нефти. Основными экспортными трубопроводами являются трубопровод КТК и трубопровод УАС, оба трубопровода проходят через российскую территорию к российским морским портам. Учитывая обострившуюся в последнее время напряженность между Россией и западными странами, маршруты экспорта казахстанской нефти подвержены определенным рискам. Трубопровод ККТ обеспечивает транзит нефти из России в Китай и экспорт нефти из Казахстана в Китай.

С начала российско-украинского военного конфликта в феврале 2022 года произошло несколько событий, вызвавших или создавших угрозу временной остановки морского терминала КТК в Новороссийске. В ответ на эти события Казахстан начал работать над диверсификацией своих экспортных каналов, ведя переговоры о расширении существующих экспортных мощностей в Китай или на Средиземное моере и Черное море через Азербайджан, Грузию и Турцию. Также есть возможность осуществлять своповые продажи нефти в Иран, транспортируя казахстанскую нефть через Каспийское море в Северный Иран и получая иранскую нефть в Персидском заливе. Тем не менее, трубопровод КТК остается наиболее прибыльным маршрутом экспорта казахстанской нефти.

Нефтеперерабатывающий завод

Основные нефтеперерабатывающие заводы расположены в Атырау, Павлодаре, Шымкенте и Актау общей мощностью около 18,5 миллионов тонн. Кроме того, есть несколько мини-заводов, хотя их производство незначительно. Павлодарский НПЗ перерабатывает российскую нефть по технологическим причинам, остальные НПЗ в Казахстане перерабатывают отечественную нефть. Казахстан предпринял и завершил несколько инвестиционных проектов, направленных на создание современной экологически чистой нефтехимической промышленности на базе нефтеперерабатывающих заводов.

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана

Местоположение	Атырау	Павлодар	Шымкент	Актау
Год строительства	1945	1978	1985	2013
Мощность, миллионов тонн	5,5	6	6	1
Переработано в 2021 году, миллионов тонн	5,5	5,4	5,1	0,92
Использование в 2021 году	100%	90%	85%	92%
Индекс Нельсона	13,9	10,5	8,2	-
Доля светлых нефтепродуктов	63	69	80	-

Источник: Годовой отчет КМГ за 2021 год.

Нефтепромысловые сервисные услуги

Казахстан системно поддерживает отечественных предпринимателей, особенно в сфере нефтесервиса. На заре независимости государство разработало законодательные меры для поддержки и защиты интересов отечественных поставщиков товаров, работ и услуг. Тем не менее, из-за отсутствия опыта и квалификации местного малого и среднего бизнеса на рынке нефтесервисных услуг Казахстана доминировали иностранные компании. Ситуация улучшилась только к концу 2000-х годов, когда казахстанское содержание в закупках нефтяных компаний стало стратегическим вопросом. Текущие проекты расширения и разработки трех крупных нефтяных месторождений Тенгиз, Кашаган и Карачаганак позволили местным предприятиям получить контракты на строительство, а также на питание, размещение, утилизацию отходов и другие контракты. К тому времени уровень местного бизнеса существенно вырос. В сочетании с государственным контролем за соблюдением контрактных обязательств это позволило местным предприятиям создавать совместные предприятия с международными корпорациями. Судя по всему, государственная политика продолжит поддержку отечественного бизнеса, занимающегося нефтесервисом, в силу его социальной и экономической значимости.

Закупка нефтесервисных услуг казахстанского происхождения

Сегмент	Выплаты по годам, миллиардов тенге					Доля казахстанского происхождения
	2016	2017	2018	2019	2020	
Строительно-монтажные работы	888	1032	1519	1875	1125	34%
Бурение	349	418	372	403	361	69%
Проектно-конструкторские работы	334	493	517	389	251	12%
Техническое обслуживание и ремонт	218	252	252	470	247	65%
Геология и геофизика	253	135	186	259	193	29%
Итого	2042	2330	2847	3397	2176	40%

Источник: Ассоциация КазЭнерджи.

Персонал

В условиях заключения Правительством Казахстана контрактов на недропользование с мировыми отраслевыми гигантами нефтегазовая отрасль нуждалась в новых высококвалифицированных и мотивированных кадрах для их реализации и обеспечения дальнейшего роста нефтяного сектора. Чтобы привести систему образования в соответствие с международными образовательными стандартами Правительство Казахстана начало реформу и модернизацию университетов и университетских программ. Кроме того, наряду с другими договорными обязательствами Правительство Казахстана ввело требования к нефтегазовым компаниям нанимать местных работников для обеспечения обязательного местного содержания и расходования части своих доходов на повышение квалификации местного персонала. Чтобы соответствовать требованиям, международные корпорации открыли в Казахстане учебные центры, часто в сотрудничестве с местными университетами. В рамках международных нефтяных проектов идет постоянный процесс передачи высококачественного, редкого опыта и знаний от международных нефтяных компаний местным работникам. Человеческий капитал продемонстрировал значительный прогресс с момента обретения Казахстаном независимости, и ожидается, что в будущем он будет расти благодаря предстоящим инвестиционным проектам.

Цена сырой нефти

Цены на нефть в период 2011-2021 годов составляли в среднем 75 долларов США за баррель, колеблясь от 42 долларов США за баррель в 2020 году до 112 долларов США за баррель в 2021 году.

В 2021 году спрос на жидкие топлива опережал предложение в балансе производства и потребления, что было связано с относительным восстановлением турпотоков и авиаперевозок в сочетании с освобождением мировой экономики от основных ограничений предыдущего года. Более года потребление нефти опережало добычу за счет сокращений по Нефтяному соглашению ОПЕК+, заключенному странами-членами так называемой ОПЕК+ («**ОПЕК+**»), ограничения инвестиций со стороны производителей нефти в США и других перебоев с поставками, что также приводили к постоянному высвобождению запасов нефти по всему миру и скачку цен на нефть.

В начале 2021 года она составляла 50 долларов США за баррель и достигла пика в 86 долларов США за баррель в конце октября из-за решения ОПЕК+ в декабре 2020 года ограничить рост добычи в 2021 году, чтобы поддержать более высокие цены. К концу 2021 года произошел рост цен, вызванный отчасти опасениями вокруг мутации вируса Омикрон, вызвавшего падение расхода нефти, а затем его снижение, когда вариант оказался менее опасным, но более заразным. Нефть марки Brent торговалась в среднем по цене 70,86 доллара США за баррель в 2021 году, что на 70% больше по сравнению с прошлым годом на фоне ослабления

ограничений, связанных с пандемией. Цена на нефть марки West Texas Intermediate (WTI) отражала рост цен на нефть марки Brent, снизившись в среднем на 3 доллара США за баррель.

В 2022 году, когда разгорелся военный конфликт на Украине и западные страны ввели санкции против России, цены на нефть выросли до 128 долларов за баррель. Цена на нефть марки Brent выросла в среднем с 87 долларов США за баррель в январе 2022 года до 123 долларов США за баррель в июне 2022 года, а средняя цена за 6 месяцев 2022 года установлена на уровне 106 долларов США за баррель. Как упоминалось выше, цены на сырую нефть выросли в первой половине 2022 года после начала российско-украинского военного конфликта в феврале 2022 года. В результате вторжения ряд стран ввели санкции на импорт сырой нефти и нефтепродуктов из России. Кроме того, многие международные нефтяные компании и другие фирмы прекратили свою деятельность в России и ограничили или прекратили торговлю российской сырой нефтью и нефтепродуктами. Эти действия привели к сокращению добычи нефти в России и вызвали рост цен на сырую нефть. Несколько членов ОПЕК+ добыли нефти ниже своих целевых показателей, что также оказало дополнительное повышающее давление на цены на нефть. Эти факторы, наряду с и без того низкими мировыми запасами, усилили как повышающее давление на цены на нефть, так и их волатильность.

Цена на нефть марки Brent будет составлять в среднем 101 доллар США за баррель во второй половине 2022 года, а затем упадет до 94 долларов США за баррель в 2023 году. Прогнозируемое снижение цен является результатом ожидаемого увеличения мировых запасов нефти в конце 2022 года. Большая часть снижения цен, согласно прогнозу EIA, приходится на вторую половину 2022 года, при этом цены упадут со 123 долларов США за баррель в среднем в июне до 97 долларов США за баррель в 4-м квартале 2022 года 2022 года. Несмотря на ожидания EIA в отношении роста запасов, в настоящее время они ниже, чем в 2019 году, что может ограничить некоторое понижающее давление на цены, связанное с ростом запасов, и повышает вероятность сохранения волатильности. Кроме того, EIA ожидает более сбалансированных рынков в 2023 году. В результате такого баланса цены на сырую нефть в прогнозе EIA медленно снижаются до 2023 года, снизившись с 97 долларов США за баррель в 4-м квартале 2023 года до 93 долларов США за баррель в 4-м квартале 2023 года. Фактические цены будут основываться на степени, в которой существующие санкции, наложенные на Россию, любые потенциальные будущие санкции и независимые корпоративные действия повлияют на добычу нефти в России и продажу российской нефти на мировом рынке. Развитие мировой экономики также будет иметь решающее значение для цен на нефть.

По данным S&P Global, во второй половине 2022 года цена на нефть марки Brent сохранится на уровне 135 долларов США за баррель, а в среднем по году составит 122 доллара США за баррель. Падение добычи нефти в России из-за санкций, низкая вероятность достижения договоренности по иранской ядерной сделке, которая не позволит вывести иранскую нефть на рынок, а также сокращение свободных производственных мощностей в странах ОПЕК+ остаются основными факторами, влияющими на мировую добычу нефти.

Мировой спрос на нефть и предложение

Нефть является доминирующим топливом в мире с долей 31% мирового потребления первичной энергии (Статистический обзор мировой энергетики BP 2022). Рост населения и доходов являются двумя наиболее мощными движущими силами, а, тем самым, и ВВП, которые формируют спрос на нефть. По данным ОПЕК, мировое потребление нефти и жидкого топлива в среднем составляло 96,9 миллионов баррелей в сутки в 2021 году, что на 5,7 миллионов баррелей в сутки больше, чем в 2020 году, когда потребление значительно упало из-за пандемии.

Мировое потребление углеводородов за последнее десятилетие выросло примерно на 1% в среднем в год. Спрос на нефть исходил в основном из Азии — потребление Китая подскочило с 9,4 миллионов баррелей в сутки в 2011 году до 14,9 миллионов баррелей в сутки в 2021 году.

В результате потребление Китая было основной движущей силой мирового спроса на нефть в этот период, повысившись постепенно до 68 %. Индия – еще один важный потребитель нефти, на долю которого приходится 15 процентов прироста, в сумме эти две страны обеспечивают более 83 % растущего мирового спроса.

В то же время, если в странах с развивающейся экономикой наблюдался наиболее выраженный рост спроса на углеводороды, то развитые страны продемонстрировали слабую структуру потребления. Таким образом, спрос на нефть со стороны Организации экономического сотрудничества и развития («**ОЭСР**») стран Европы за последнее десятилетие сократились почти на 9 %, в то время как регион ОЭСР стран Америки показал умеренный рост всего на 1%. Экономика США показала наилучший рост, составивший 4%, поскольку она получила преимущество от более низких цен на нефть из-за массового производства сланцевой нефти.

ОПЕК ожидает, что мировой спрос на нефть увеличится на 2,7 миллионов баррелей в сутки в следующем году, а рост превысит увеличение поставок на 1 миллионов баррелей в сутки. Чтобы заполнить этот большой пробел, членам ОПЕК потребуется значительно увеличить добычу, однако производители ОПЕК уже отстают от необходимых объемов из-за различных препятствий, таких как недостаточные инвестиции и политическая нестабильность. Из-за возникшего дефицита поставок запасы топлива в глобальном масштабе быстро сокращаются, а США, например, прибегли к своим стратегическим запасам нефти, чтобы смягчить проблему. По данным Управление США по информации в области энергетики (EIA), рост мирового спроса на нефть незначительно сократился до 1,7 миллионов баррелей в сутки в 2022 году, достигнув 99,2 миллионов баррелей в сутки. В 2023 году ожидается дополнительный прирост на 2,1 миллионов баррелей в день, что обусловлено устойчивой траекторией роста в странах, не входящих в ОЭСР.

В начале октябрьского заседания страны-члены ОПЕК+ приняли решение снижать общий намеченный уровень добычи на 2 миллионов баррелей в сутки с ноября 2022 года — и это самое большое сокращение с тех пор, как группа сократила квоты на 9,7 миллионов баррелей в сутки в начале вспышки пандемии Covid-19 в 2020 году. Это сокращение целевых показателей было утверждено до конца 2023 года. По данным ОПЕК+, решение сократить добычу нефти было принято в свете неопределенности, связанной с перспективами мировой экономики и рынка нефти, а также в связи с необходимостью улучшения долгосрочного прогноза рынка нефти.
С одной стороны, несколько стран-потребителей нефти столкнулись с потенциальной рецессией на фоне растущей инфляции, вызванной ростом цен на энергоносители после начала российско-украинского военного конфликта. С другой стороны, ограничения поставок значительны, а резервные мощности по добыче нефти в странах ОПЕК+ и других странах ограничены, что усугубляется неопределенностью в отношении последствий предстоящего эмбарго ЕС на российский импорт по морю и ценовых ограничений на российскую нефть.

Мировой обзор рынка нефти[4], опубликованный ОПЕК, показал глобальный спрос на первичную энергию, который, как ожидается, вырастет на 28% в период с 2020 по 2045 год. Этот прогноз был основан на эволюции мировой экономики, спроса на нефть, возможностей предложения, торговли нефтью, а также других движущих сил, таких как политика, технологические изменения и цели устойчивого развития.

По прогнозам, к 2045 году мировая экономика удвоится, а население мира увеличится примерно на 1,7 миллиарда человек. Все энергоносители, за исключением угля, будут продолжать расти. Газ и возобновляемые источники энергии имеют наибольший рост, но ожидается, что нефть сохранит свое первое место в энергетическом балансе.

[4] Мировой обзор рынка нефти ОПЕК, Сентябрь 2021.

Для удовлетворения этого спроса необходимы огромные инвестиции. Недостаточное инвестирование по-прежнему является одной из самых больших проблем, с которыми сталкивается нефтяной сектор, а вспышка COVID-19 усугубила ситуацию. В 2020 году объем инвестиций сократился почти на 30%. Ни производители, ни потребители не заинтересованы в еще большей нестабильности и будущем дефиците энергии без необходимых инвестиций.

Ожидается, что спрос на сырую нефть будет расти и дальше, при этом рост мирового ВВП будет основным фактором. С 2011 по 2021 год реальный мировой ВВП увеличился на 3,2% в среднем в год. Прогнозируется, что среднегодовые темпы роста мирового ВВП в период с 2020 по 2045 год составят 3,1 процента. Страны, не входящие в ОЭСР, будут основной движущей силой глобального роста до 2045 года. Ожидается, что в этих странах произойдет экономический рост на 3,9% в среднем в год, благодаря таким факторам, как: повышение производительности труда и рост населения трудоспособного возраста, даже несмотря на то, что в долгосрочной перспективе темпы роста ВВП начинают замедляться.

Ожидается, что ограниченный спрос и масштабные бюджетные стимулы для компенсации последствий пандемии приведут к более активному росту в странах ОЭСР в начале среднесрочного периода. Ожидается, что прогноз среднесрочного роста в развивающихся странах будет довольно разнообразным, при этом Индия и Китай, вероятно, продемонстрируют самые высокие темпы роста. Размер мировой экономики в 2045 году более чем удвоится по сравнению с 2020 годом. Ожидается, что в 2045 году доля Китая и Индии вместе составит 37% мирового ВВП. На страны ОЭСР приходится чуть меньше – 34%.

Ожидается, что к 2045 году население мира достигнет 9,5 миллиардов человек. Будущие демографические тенденции включают старение населения, увеличение числа людей трудоспособного возраста, а также увеличение темпов урбанизации и миграции. В течение прогнозируемого периода ожидается увеличение почти на 900 миллионов человек населения трудоспособного возраста (возрастная группа 15–64 лет) во всем мире, в основном за счет стран, не входящих в ОЭСР.

Ожидается, что рост спроса на нефть со стороны стран, не входящих в ОЭСР, Азиатско-Тихоокеанского региона и других развивающихся стран, частично компенсирует любое снижение спроса на сырую нефть в странах ОЭСР, вызванное увеличением доступности альтернативных источников энергии, повышением энергоэффективности и внедрением инноваций на рынках энергопотребления, таких как электромобили.

Долгосрочные прогнозы показывают, что первичный спрос на нефть вырастет с 82,5 миллионов баррелей нефтяного эквивалента в сутки в 2020 году до 99 миллионов баррелей нефтяного эквивалента в сутки в 2045 году. Несмотря на замедление роста спроса на нефть во второй половине прогнозируемого периода и значительный рост других источников энергии, таких как другие возобновляемые источники энергии, газ и ядерная энергия, ожидается, что нефть сохранит самую высокую долю в мировом энергетическом балансе в течение всего периода времени. В 2020 году на нефть приходилось 30% в структуре мирового спроса на энергию. Прогнозируется, что доля нефти будет неуклонно расти до уровня более 31% к 2025 году, прежде чем она начнет падать и достигнет 28% к 2045 году, наряду с восстановлением спроса на нефть после пандемии.

Прогнозируемый рост мирового спроса на нефть в среднесрочной перспективе (2020–2026 годы) составляет 13,8 миллионов баррелей в сутки. Однако за первые три года (2021–2023 гг.) почти 80% этого нового спроса реализуется, особенно в рамках периода восстановления после кризиса COVID-19. В период до 2026 года ОЭСР ожидает, что спрос на нефть вырастет почти на 4 миллиона баррелей в день. Однако даже при всем этом росте спрос не достигнет того уровня, который был до COVID-19. В среднесрочной перспективе ожидается, что спрос за пределами ОЭСР увеличится примерно на 10 миллионов баррелей в день, причем более половины этого роста потребуется для компенсации снижения спроса в 2020 году.

Ожидается, что в период с 2020 по 2045 год мировой спрос на нефть вырастет на 17,6 миллионов баррелей в сутки с 90,6 миллионов баррелей в сутки в 2020 году до 108,2 миллионов баррелей в сутки в 2045 году. Долгосрочные оценки показывают другую структуру потребления: спрос продолжает расти в странах, не входящих в ОЭСР, при этом спрос в странах ОЭСР увеличивается. Ожидается, что эта тенденция начнется в среднесрочной перспективе, а затем наберет силу в долгосрочной перспективе. Ожидается, что спрос на нефть в странах ОЭСР достигнет своего пика в 2023 году со скоростью около 46,6 миллионов баррелей в день, после чего начнется более долгосрочное падение, которое приведет к уровню 34 миллионов баррелей в день к 2045 году. Напротив, спрос на нефть будет продолжать расти в странах, не входящих в ОЭСР. Ожидается, что спрос на нефть в этой группе стран вырастет на 25,5 миллионов баррелей в день в период с 2020 по 2045 год и достигнет уровня 74,1 миллионов баррелей в день в 2045 году, что обусловлено расширением среднего класса, быстрым ростом населения и более сильным потенциалом экономического роста.

Спрос на нефть в базовом сценарии, 2021–2045 гг. (миллионов баррелей в сутки)

	2021	2025	2030	2035	2040	2045
ОЭСР	44,8	46,3	44,0	40,8	37,3	34,2
Не входящие в ОЭСР	52,2	57,3	62,6	67,1	70,8	74,1
В мире	96,9	103,6	106,6	107,9	108,1	108,2

Источник: ОПЕК

Оценки подчеркивают закономерность для будущего роста спроса с большей долей в начале периода. В течение первых пяти лет расчетного периода ежегодный темп роста спроса на нефть составляет в среднем 2,6 миллионов баррелей в сутки. После этого прогнозируется, что среднегодовой рост серьезно замедлится, достигнув 0,6 миллионов баррелей в сутки во второй пятилетке, а затем 0,3 миллионов баррелей в сутки в период с 2030 по 2035 год. После этого оценки показывают, что мировой спрос на нефть достигнет своего апогея.

Ожидается, что транспортный сектор станет основной составляющей будущего постепенного спроса, обеспечивая 13 миллионов баррелей в день в период с 2020 по 2045 год. Ожидается, что автотранспортный и авиационный секторы добавят к этому росту примерно по 6 миллионов баррелей в день каждый, или более 90%, хотя значительная доля этого увеличения связана с резким падением спроса в этих двух секторах, которое произошло во время пандемии в 2020 году. Однако, скорректировав долгосрочные прогнозы на сокращение спроса в 2020 году, нефтехимический сектор сохраняет позицию крупнейшего источника дополнительного спроса до 2045 года.

Рост спроса на нефть по секторам, 2020–2045 гг. (миллионов баррелей в сутки)

Спрос в 2020 году		90,6
Рост объема транспортировки	Прочее	0,9
	Авиация	5,8
	Дороги	6,3
Рост промышленности	Прочее	0,6
	Нефтехимия	4,3
Рост в других секторах экономики		0,7
Спрос в 2045 году		108,2

Источник: ОПЕК

Ожидается, что поставки жидких углеводородов из стран, не входящих в ОПЕК, продолжат улучшаться в 2022 году и вернутся к допандемическим уровням. В условиях быстрого роста мировой экономики, восстановления спроса на нефть, а также усилий ОПЕК и других стран-участниц по стабилизации рынка фундаментальные показатели представляются стабильными и благоприятными для возвращения к инвестициям в области разведки и добычи. Таким

образом, ожидается, что общий объем поставок жидких углеводородов из стран, не входящих в ОПЕК, увеличится с 62,9 миллионов баррелей в сутки в 2020 году до 70,4 миллионов баррелей в сутки в 2026 году. Основной вклад в рост вносят США, Бразилия, Россия, Гайана, Канада, Казахстан, Норвегия и Катар.

Сильные фундаментальные показатели рынка должны стимулировать рост сланцевой нефти в США, начиная с 2022 года. Ожидается, что добыча сланцевой нефти в США увеличится с 11,5 миллионов баррелей в сутки в 2020 году до 14,8 миллионов баррелей в сутки в 2026 году. Ожидается, что в конце 2020-х годов добыча трудноизвлекаемой нефти достигнет пика в 15,2 миллионов баррелей в сутки, а общий объем жидких углеводородов в США достигнет пика в районе 20,5 миллионов баррелей в сутки примерно в то же время.

В долгосрочной перспективе, после пика предложения жидких углеводородов в США, общий объем добычи жидких углеводородов в странах, не входящих в ОПЕК, снизится в 2030 году с пикового уровня в 71 миллионов баррелей в день примерно до 65,5 миллионов баррелей в день в 2045 году, в основном на уровне с допандемическими показателями 2019 года. В результате объемы добычи стран ОПЕК, которые, как ожидается, восстановятся до допандемического уровня примерно в середине 2020-х годов, вырастут еще больше, увеличившись с 35,7 миллионов баррелей в сутки в 2030 году до 42,7 миллионов баррелей в сутки в 2045 году. Доля ОПЕК на мировом рынке выросла с 33% в 2020 году до 39% в 2045 году.

Общий объем необходимых инвестиций в нефтяной сектор с 2021 по 2045 год, составляет 11,8 трлн долларов США. 80% этой суммы, или 9,2 трлн долларов США, приходится на сектор разведки и добычи, большая часть которого приходится на Северную Америку, поскольку среднесрочный рост предложения за пределами ОПЕК в основном происходит за счет сланцевой нефти США. Требуются дополнительные 1,5 трлн долларов США и 1,1 трлн долларов США инвестиций, соответственно, в переработку, транспортировку и хранение углеводородов для расширения и обслуживания нефтеперерабатывающих заводов, хранилищ и трубопроводов, связанных с доставкой нефти на рынок.

Недавние события показали, что существует несколько неопределенностей в отношении основных факторов, влияющих на будущий спрос на нефть. Учитывая состояние мировой экономики, среднесрочный риск в отношении потребления нефти смещен в сторону понижения и в первую очередь связан с потенциально затяжным пандемическим кризисом. Долгосрочный риск достаточно симметричен, при этом каждый вариант отклоняется от базового сценария в конце прогнозного периода более чем на 6 миллионов баррелей в сутки.

Экспорт сырой нефти и инфраструктура для ее транспортировки в Казахстане

Казахстан обладает развитой и диверсифицированной инфраструктурой транспортировки, переработки и хранения нефти и газа, что облегчает выход страны на мировые рынки сбыта.

В 2021 году спрос на жидкие топлива опережал предложение в балансе производства и потребления, что было связано с относительным восстановлением турпотоков и авиаперевозок в сочетании с освобождением мировой экономики от основных ограничений предыдущего года.

По данным EIA, среднее потребление жидких углеводородов в 2021 году составило 96,9 миллионов баррелей в сутки, что на 5,0 миллионов баррелей больше по сравнению с 2020 годом при его значительно меньшем потреблении из-за COVID-19.

В 2021 году страны-члены ОПЕК+, включая Казахстан, продолжали вводить ограничительные меры на добычу нефти в связи со снижением мирового спроса на энергоресурсы. Так, в 2021 году добыча нефти в Казахстане осталась практически на уровне 2020 года и составила 85,9 миллионов тонн, при этом объем экспорта казахстанской нефти снизился на 1,3%, т.е. 67,6

миллионов тонн (Смотрите рисунки ниже)[5]. В первые семь месяцев 2022 года добыча нефти в Казахстане была в размере 49,9 миллионов тонн нефти (включая газоконденсат) практически не изменившись по сравнению с аналогичным периодом 2021 года, а объем экспорта казахстанской нефти за первые пять месяцев 2022 года составил до 24,4 миллионов тонн.

	Добыча нефти и газоконденсата в Казахстане	**Экспорт казахстанской нефти**
	миллионов тонн	
2021	85,9	67,6
2020	85,7	68,5
2019	90,5	72,2

Большая часть экспорта нефти по-прежнему идет транзитом через Россию, в основном по премиум трубопроводу КТК и трубопроводу УАС. Нефть также транспортируется напрямую в Китай по ККТ и переправляется танкерами через Каспийское море для дальнейшего экспорта на запад.

Трубопровод КТК является ключевым экспортным маршрутом для казахстанских жидких углеводородов. Он был введен в эксплуатацию в 2001 году, а в 2018 году завершен проект расширения стоимостью 5,1 миллиарда долларов США. Трубопровод КТК проходит через западный Казахстан и Россию к специализированному морскому терминалу в Южной Озереевке, недалеко от Новороссийска на Черном море.

По трубопроводу УАС нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей транспортируется в Россию. Трубопроводная система проходит примерно на 1237 км от Узеня на юго-западе Казахстана через Атырау, затем пересекает территорию России и соединяется с российской системой «Транснефть» в Самаре. Участок трубопровода УАС Атырау-Самара имеет пропускную способность 17,5 миллионов тонн в год. В июне 2002 года Казахстан подписал с Россией соглашение о транзите нефти сроком на 25 лет. По такому соглашению Казахстан будет экспортировать не менее 15 миллионов тонн сырой нефти в год по российской трубопроводной системе. До завершения строительства трубопровода КТК Казахстан экспортировал почти всю свою нефть через трубопровод УАС.

Казахстанско-Китайский Трубопровод состоит из двух существующих участков трубопровода советской эпохи и трех крупных новых участков трубопровода общей протяженностью более 2800 километров от Атырау в западном Казахстане до Алашанькоу на казахстанско-китайской границе. Это одна из самых длинных нефтепроводных систем в мире. На границе с Китаем трубопровод соединяется с инфраструктурой провинции Синьцзян на северо-западе Китая. Трубопровод строился в несколько этапов, каждый из которых имел разную структуру собственности. Три новопостроенных участка управляются совместными предприятиями Компании и CNPC.

В 2021 году более 98% экспортируемой казахстанской нефти осуществлялись транзитом через Россию по трубопроводу КТК, УАС и порт Актау. В связи с завершением проекта расширения трубопровода КТК в 2017 году и повышением экономической привлекательности практически вся нефть, добываемая на месторождениях Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, транспортировалась по трубопроводу КТК. А в 2019 году акционерами КТК было принято решение о реализации Проекта по ликвидации узких мест нефтепровода КТК по увеличению его пропускной способности до 81,5 миллионов тонн в год, в том числе и на казахстанском участке до 72,5 миллионов тонн в год. Проект планируется завершить в 2023 году. Ожидается, что предстоящее увеличение добычи сырой нефти на месторождениях Тенгиз и Кашаган будет экспортироваться по трубопроводу КТК.

[5] Источник: Годовой отчет КТО за 2021 год.

В 2021 году экспорт казахстанской нефти по маршруту КТК достиг 53,1 миллионов тонн, что составляет 78% всего экспорта казахстанской нефти за отчетный год.

Трубопровод УАС является вторым по экспорту казахстанской нефти на мировой рынок. Нефть поставляется по трубопроводу Атырау-Самара и далее по системе «Транснефть» до Балтийского терминала Усть-Луга и Черноморского порта Новороссийск.

Экспорт казахстанской нефти и газоконденсата в 2021 году, миллионов тонн

Нефтяной трубопровод КТК	53,2
Нефтяной трубопровод Атырау-Самара	11,2
Нефтяной трубопровод Атасу-Алашанкоу	0,9
Порт Актау	2,1
Железные дороги	0,2

В 2021 году по трубопроводу УАС было транспортировано 11,2 миллионов тонн казахстанской нефти. Снижение подачи нефти по этому трубопроводу на 17% по сравнению с 2020 годом связано с общим снижением поставок продукции в систему магистральных нефтепроводов и перераспределением поставок на другие направления.

Объем транспортировки казахстанской нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу увеличился на 50% в 2021 году и составил 0,9 миллионов тонн без учета транзита российской нефти, который составил 10 миллионов тонн.

Нефтепереработка в Казахстане

По данным EIA, Казахстан является производителем нефти с 1911 года и занимает второе место по добыче нефти после России среди стран СНГ.

Нефтегазовая промышленность является ключевым сектором экономики Казахстана благодаря значительным запасам углеводородов. На эту отрасль вместе со смежными отраслями (такими, как транспорт, строительство производственных объектов и геология) приходится примерно 17% от общего валового внутреннего продукта (ВВП) Казахстана, согласно оценке Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY» в пятом Национальном энергетическом отчете, опубликованном в октябре 2021 года. На сектор добычи сырой нефти и природного газа приходилось 28% валового притока приямого иностранного инвестирования в 2021 г. В 2021 году экспорт сырой нефти, природного газа и нефтепродуктов составил 57% от всего казахстанского экспорта.

По мере расширения добычи за последние десятилетия Казахстан значительно укрепил свои позиции на мировом рынке углеводородов. Согласно Статистическому обзору мировой энергетики BP (за июль 2021 г.), Казахстан занимает 12-е место в мире по объему доказанных запасов. Согласно данным и анализу, предоставленным Информационно-аналитическим центром нефти и газа Министерства энергетики, в 2021 году в Казахстане было добыто 85,9 миллионов тонн сырой нефти и газового конденсата (соответственно, 83,3 миллионов тонн и 2,5 миллионов тонн), на 0,3% больше каждый год. В конце декабря 2021 года Минэнерго оценило добычу нефти в стране в 2022 году в 87,5 миллионов тонн. Ожидается, что в 2022 году ТШО произведет 28,73 миллионов тонн, КПО – 10,49 миллионов тонн, НКОК – 15,23 миллионов тонн. Экспорт нефти в 2022 году оценивается в 67,5 миллионов тонн.

По данным Информационно-аналитического центра нефти и газа Минэнерго, объем переработки на казахстанских НПЗ в 2021 году составил 17,03 миллионов тонн, увеличившись на 7,7% по сравнению с предыдущим годом. Производство всех марок бензина составило 4,81 миллионов тонн (+7,3% по сравнению с предыдущим годом), авиакеросина — 0,587

миллионов тонн (+34% по сравнению с предыдущим годом), дизельного топлива — 4,87 миллионов тонн (рост на 7% по сравнению с предыдущим годом).

Переработка нефти в Казахстане представляет собой высокорегулируемую отрасль промышленности.

В Казахстане есть три крупных нефтеперерабатывающих завода, снабжающих нефтью северный регион (Павлодарский НПЗ), западный регион (Атырауский НПЗ) и южный регион (Шымкентский НПЗ). Сырая нефть также перерабатывается на небольших частных нефтеперерабатывающих заводах. В 2021 году все три НПЗ вместе и CaspiBitum произвели 12,7 миллионов тонн сырых нефтепродуктов (доля КМГ): 4 867 тонн приходится на Атырауский НПЗ, 4 935 тыс тонн на Павлодарский НПЗ, 2 352 тыс тонн на Шымкентский НПЗ и 460 тыся тонн на CaspiButim.

Выход нефтепродуктов, тыс. т (доля КМГ)	**2021 год**	**2020 год**	**2019 год**
Атырауский НПЗ	4 867	4 525	4 892
Павлодарский НПЗ	4 935	4 609	4 794
Шымкентский НПЗ	2 352	2 145	2 477
CaspiBitum	460	428	439

Источник: Годовые отчеты КМГ за 2019, 2020 и 2021 годы

Сведения об основных конкурентах Эмитента с указанием их наименований и мест нахождения, масштабов конкуренции.

Разведка и добыча

Нефтегазовый сектор Казахстана является привлекательной инвестиционной возможностью для ведущих западных, азиатских и российских нефтегазовых компаний. С момента обретения Казахстаном независимости в 1991 году несколько крупных западных и других нефтяных компаний инвестировали в нефтегазовый сектор Казахстана. В последние годы основную конкуренцию в секторе разведки и добычи составлял Китай, который расширил свое присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана, приобретя несколько нефтедобывающих компаний, а также вступив в несколько крупных совместных предприятий с Компанией. Эти совместные предприятия включают, среди прочего:

(1) Компания «ПетроКазахстан Инк.» (PKI), производитель нефти, контрольный пакет акций которой принадлежит Китайской национальной нефтяной корпорации (CNPC);

(2) Компания «CITIC Canada Energy Limited» (CCEL), совместное предприятие с «CITIC Resources Holding Limited»;

(3) «Казахстано-китайский трубопровод» (ККТ), совместное предприятие КТО с Китайской национальной корпорацией по разведке и разработке нефти и газа, которое эксплуатирует Кенкияк-Кумколь и Атасу-Алашанкоу – части сети трубопроводов, соединяющей западный Казахстан с границей Китая;

(4) АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ), производитель нефти, принадлежащий компании «Mangistau Investments B.V.» (MIBV), совместному предприятию, созданному 50/50 с CNCP E&D; а также

(5) Компания «МунайТас», которая управляет трубопроводом Кенкияк-Атырау и в которой «CNPC Exploration and Development Company Ltd» владеет 49,0 % акций.

Согласно Национальному отчету за 2021 год, подготовленному Ассоциацией «КазЭнерджи», в 2020 году примерно 16,1% добываемой в Казахстане сырой нефти добывают компании с участием китайских компаний (включая не только CNPC, но и другие китайские компании). Казахстанский сектор разведки и добычи также имеет значительное количество более мелких («независимых») компаний, таких как ТОО «Жаикмунай», ТОО «Эмир Ойл», Юпитер

Энерджи Лимитед, ТОО «Ком-Мунай» и другие. В 2020 году на долю 82 небольших компаний приходилось 14,5% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане.

Компания не предвидит конкуренции за запасы со стороны региональных и международных нефтегазовых компаний, поскольку Компания имеет преимущественное право государства на приобретение долей в контрактах на недропользование и права на участие в разведке и разработке морских месторождений.

Транспортировка

Казахстан занимает выгодное географическое положение как транзитная страна между крупными производителями газа в Туркменистане, Узбекистане и России и крупными центрами газопотребления в Восточной и Западной Европе. КТО является монопольным оператором магистральной системы транспортировки нефти в Казахстане и, соответственно, не сталкивается с конкуренцией ни за этот международный транзитный бизнес, ни за внутреннюю транспортировку нефти.

Переработка, маркетинг и торговля

После приобретения в августе 2009 года контрольного пакета акций ММГ в Павлодарском НПЗ, который является крупнейшим и наиболее технологически продвинутым НПЗ в Казахстане и обслуживает Северный Казахстан и прилегающие регионы России, Компания в настоящее время владеет значительным или контрольным пакетом акций во всех трех главных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана: Павлодарском НПЗ, Атырауском НПЗ и Шымкентского НПЗ.

Благодаря расположению этих трех нефтеперерабатывающих заводов Компания может поставлять продукцию на внутренний рынок и, при наличии достаточного количества нефтепродуктов, экспортировать ее в Европу. Кроме того, благодаря своему владению KMGI (ранее «Rompetrol Group») Компания косвенно владеет 54,6% НПЗ Petromidia и НПЗ Vega в Румынии (по состоянию на 31 декабря 2021 года).

Компанией КМГ реализована крупная инвестиционная программа по модернизации трех крупных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана, что способствовало увеличению мощностей переработки и улучшению качества нефтепродуктов, полному обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктами для удовлетворения его потребностей, а также расширению экспорта нефтепродуктов на региональные рынки

Экспорт нефти

Нефтедобывающие дочерние предприятия Компании ОМГ, ЭМГ и ТОО «Казахтуркмунай» («**КТМ**») продают нефть на экспорт исключительно системному трейдеру Компании, «KMG Trading AG», который является 100-процентной дочерней структурой Компании. Совместные предприятия Компании ММГ, КБМ, Казгермунай, ПКИ и Казахойл Актобе экспортируют нефть различным участникам международного нефтяного рынка (в Европу и Китай), включая крупных международных трейдеров, а также KMG Trading AG.

Внутренний рынок

Нефтедобывающие дочерние структуры Компании - ОМГ, ЭМГ и КТМ - реализуют нефть на внутренний рынок исключительно в пользу Компании в рамках соответствующей схемы переработки нефти 144. Компания перерабатывает нефть, купленную у своих нефтедобывающих дочерних предприятий, в которых у нее 100% доля участия, по цене, равной сумме стоимости нефти и ее транспортировки на АНПЗ, Павлодарский НПЗ или Шымкентский НПЗ. Нефтепродукты, полученные в результате добычи нефти нефтедобывающими организациями, реализуются на внутреннем рынке оптовым покупателям, в основном это:

- ТОО «КазМунайГаз-Аэро», 100% дочернее предприятие Компании (являющееся в соответствии с Постановлением РК от 12 декабря 2014 года № 1304 единым

оператором по поставке нефтепродуктов в Вооруженные Силы Республики Казахстан, Пограничную службу Комитета национальной безопасности Республики Казахстан, Национальную гвардию Республики Казахстан, уполномоченный орган в сфере гражданской защиты, уполномоченный орган в области государственных материальных резервов: бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут, авиационное топливо); аи

- С апреля 2019 года ТОО «PetroRetail», которая владеет Qazaq Oil, одна из крупнейших АЗС в Республике Казахстан, насчитывающая более 370 АЗС и осуществляющая розничную продажу бензина и дизельного топлива по всей Республике Казахстан. Раньше Компания владела сетью АЗС «Qazaq Oil» (ранее КМГ) через ТОО «КМГ Retail», а в 2019 году продала свои 100% в ТОО «КМГ Retail» ТОО «PetroRetail».

Группа также поставляет продукцию ТОО «Гелиос» – оператору еще одной лидирующей сети АЗС в Казахстане, насчитывающей более 270 АЗС в каждой области Казахстана, ТОО «Синоил» оператору сети газозаправочных станций, представленный в большинстве регионов Казахстана, и региональным партнерам ООО «Газпром нефть», которые управляют несколькими АЗС по Казахстану под брендом «Газпром нефть».

Совместные предприятия Компании ММГ, КБМ, Казгермунай, ПКИ и Казахойл Актобе не реализуют нефть в рамках схемы переработки нефти при продаже нефти на внутренний рынок Казахстана. Они реализуют нефть различным участникам внутреннего нефтяного рынка Республики Казахстан на рыночных условиях для дальнейшей переработки на нефтеперерабатывающих заводах Республики Казахстан. В список таких покупателей нефти входят различные трейдеры, в том числе ТОО «Petrosun»»

В июле 2022 года Компания приобрела 49% в ТОО «Petrosun», одном из крупнейших оптовых покупателей нефти у недропользователей и нефтепродуктов у отечественных НПЗ.

Остальной 51% в компании принадлежит «CNPC International».

Легкость или сложность входа в отрасль, вероятность прихода в отрасль новых конкурентов.

Учитывая высокую капиталоемкость нефтегазовой отрасли, а также наличие на рынке крупных игроков, вход в отрасль для новых компаний достаточно сложен из-за необходимости значительных вложений в организацию и дальнейшее обслуживание инфраструктуры. Помимо необходимого наличия прав на разведку и добычу, производственной и транспортной инфраструктуры, высококвалифицированного персонала, новым игрокам необходимы постоянные инвестиции в высокотехнологичное оборудование, на разведку новых нефтяных месторождений, исследования нефтегазовых технологий, маркетинг и многое другое.

Тенденция к углеродной нейтральности в нефтегазовом секторе.

Углеродная нейтральность

В начале 21-го века стала очевидной угроза глобального изменения климата, вызванного антропогенными выбросами парниковых газов (ПГ). По мере роста беспокойства по поводу этой проблемы общественность и инвесторы оказывают все большее давление на компании и правительства, чтобы обеспечить немедленные действия, адекватные масштабам угрозы.

На международном уровне еще в 2015 году было принято Парижское соглашение с целью удержать рост средней глобальной температуры заметно ниже 2 градусов Цельсия выше доиндустриального уровня при одновременном стремлении ограничить рост температуры до 1,5 градусов Цельсия, научить человечество лучше адаптироваться к последствиям изменения климата и двигаться в направлении низкоуглеродного развития. В то же время ООН провозгласила Цели устойчивого развития, в частности неотложные действия по борьбе с изменением климата и его последствиями (Цель 13) и всеобщий доступ к недорогой, надежной, устойчивой и современной энергии для всех (Цель 7).

В ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата («**Парижское соглашение**»), которое, как считается, фактически заменило собой Киотский протокол и излагает международно-правовые принципы глобальных усилий по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и постепенному отказу от сжигания ископаемого топлива на факелах. Определяемый на национальном уровне запланированный вклад Казахстана в рамках Парижского соглашения заключается в сокращении выбросов парниковых газов в стране не менее чем на 15% по сравнению с уровнем 1990 года, или на 25% (при определенных условиях) к 2030 г.
В конце 2019 года ЕС представил общественности всеобъемлющую законодательную инициативу «Европейский зеленый курс», которая нацелена на достижении 100-процентной климатической нейтральности (нулевые чистые выбросы всех ПГ, т.е. выбросы ПГ, равные объему улавливания и секвестрации ПГ) государствами ЕС к 2050 году как в ЕС в целом, так и на национальном уровне.

Китай в сентябре 2020 года объявил о стремлении к углеродной нейтральности к 2060 году и о своей приверженности «зеленому» развитию. В октябре 2020 г. аналогичные заявления о желаемом достижении углеродной нейтральности в 2050 г. сделали Япония и Южная Корея. Канада в январе 2021 года также объявила о цели достижения углеродной нейтральности к 2050 году.

Учитывая, что сокращение выбросов парниковых газов стало неизбежным мировым трендом в 2021 году, Казахстан взял курс на углеродную нейтральность.

Разработка стратегии декарбонизации — сложный, многоэтапный процесс, уникальный для каждой компании по-своему, в зависимости от структуры ее активов, технологии производства, инвестиционных портфелей и действующего национального законодательства.

Переход на низкоуглеродные источники энергоснабжения предприятий отрасли

Все большее число нефтегазовых компаний ориентируются на использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и накопления электроэнергии (для энергоснабжения), биотоплива (в качестве замены традиционных углеводородов в нефтепереработке) и низкоуглеродного топлива (в частности для морской перевозки своей продукции) в своих производственных процессах.

Методы декарбонизации в корпоративной практике:

- Оптимизация портфеля активов - дивестирование (отказ от непривлекательных углеродоемких активов); слияния и поглощения для улучшения качества активов и диверсификации за счет новых, менее углеродоемких предприятий (в первую очередь за счет развития газового бизнеса); реструктуризация; развитие нефтегазохимического бизнеса и создание корпоративных венчурных фондов, ориентированных на инновации (например, в области снижения утечек метана, операционной эффективности, водородных технологий и т. д.)
  Важные аспекты корпоративных стратегий декарбонизации также включают промышленное сотрудничество в области исследований и разработок (НИОКР), венчурные инвестиции и пилотные проекты глубокой декарбонизации, которые могут значительно увеличить скорость разработки и внедрения этих технологий.
- Особо можно отметить растущий интерес нефтегазовых компаний к нефтехимической и химической промышленности, так как они видят возможность повышения эффективности совместной деятельности. Это интеграция со своими НПЗ, монетизация

доступного углеводородного сырья, увеличение маржинальности продукции и решение проблем декарбонизации.

- Использование углеродных кредитов - этот метод используется с большой осторожностью и с индивидуальным подходом к рассмотрению и проверке. Основной подход: сначала сократить все выбросы, насколько это возможно, и компенсировать только оставшиеся выбросы с помощью этих инструментов.
- Сокращение выбросов ПГ за счет инвестирования в землепользование на основе регенеративных технологий – нефтегазовые компании все чаще рассматривают проекты, связанные с природными поглотителями углерода, хотя у них есть некоторые опасения на этапе выбора проектов и партнеров, так как сложно рассчитать реальное антропогенное влияние.

У многих нефтегазовых компаний есть планы по глубокой декарбонизации, которые включают внедрение технологий улавливания, утилизации и хранения (захоронения) углерода, а также использования водорода в качестве топлива.

Стандарты отчетности

Аналитики «ПрайсуотерхаусКуперс» (PWC) проанализировали отчеты об устойчивом развитии крупнейших мировых лидеров нефтегазовой отрасли, а также анализ тем в рейтингах ESG для выявления наиболее значимых тем. Согласно отчетам за 2020 год, Глобальная инициатива по отчетности (GRI), Целевая группа по раскрытию финансовой информации, связанной с климатом (TCFD) и Совет по стандартам учета в области устойчивого развития (SASB), продолжают оставаться лидерами среди стандартов отчетности в области устойчивого развития. Стандарты Международной ассоциации компаний нефтедобычи в защиту окружающей среды (IPIECA), Всемирного Экономического Форума (WEF) и Глобального договора под эгидой Организации Объединённых Наций (UNGC) чаще используются для отчетности в нефтегазовой отрасли.

Тенденция декарбонизации все больше затрагивает нефтегазовые компании. Парижское соглашение по климату, Цели ООН в области устойчивого развития и рекомендации Целевой группы по раскрытию финансовой информации, связанной с климатом (TCFD), создали значительные стимулы для отраслевых компаний, чтобы они начали формулировать свои стратегии декарбонизации и раскрывать информацию о своих усилиях в этой области. Эта тенденция неуклонно ускоряется, и к ней присоединяются все больше компаний со всего мира: если в 2016 году только 5 нефтегазовых компаний публично заявили о своих обязательствах по сокращению выбросов парниковых газов, то к 2019 году это число возросло до 15. Даже китайская корпорация PetroChina, которая ранее никогда не раскрывала свои отчеты о выбросах, объявила в августе 2020 года, что намерена сократить выбросы парниковых газов до нуля к 2050 году и инвестировать в геотермальную, ветровую и солнечную энергию, а также в пилотные водородные проекты.

Согласно отчету PWC «Существенные темы ESG» 90-100% мировых лидеров в изучаемых отраслях считают, что «выбросы парниковых газов» являются важной темой. В Казахстане эта тема актуальна для всех компаний нефтегазового сектора, проанализированных аналитиками PWC. Учитывая, что Казахстан взял курс на углеродную нейтральность, эта тема актуальна для казахстанских нефтегазовых компаний. Для достижения нулевого баланса выбросов Казахстану придется провести существенные изменения в части большего использования возобновляемых источников энергии, повышения энергоэффективности и перехода на биотопливо и водород.

Регулирующие органы, инвесторы и потребители оказывают все большее давление на нефтяные и газовые компании, чтобы они уменьшили углеродный след своей продукции. Согласно отчету «World Energy Outlook 2020», выбросы нефтегазовой отрасли категорий 1 и 2

составляют 12% от общих глобальных антропогенных выбросов ПГ в 2017 г. В то же время Задача 3 является крупнейшим источником выбросов ПГ во всем нефтегазовом секторе (около 33 % мировых выбросов ПГ), а для вертикально интегрированных нефтяных компаний выбросы Задачи 3 в среднем в семь раз превышают Задачи 1 и 2. И именно эти выбросы вызывают наибольшую озабоченность и давление на нефтегазовые компании в условиях глобальной парадигмы декарбонизации.

ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана с вертикально интегрированными операциями по добыче, переработке и переработке нефти. Компания является одной из крупнейших компаний в сфере добычи сырой нефти и газового конденсата в Казахстане по объемам добычи на 31 декабря 2021 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания также осуществляла эксплуатацию сети трубопроводов для транспортировки сырой нефти, которая обладает самой большой протяженностью и пропускной способностью из всех трубопроводных сетей в Казахстане. Кроме того, Компания является оператором четырех НПЗ в Казахстане и двух в Румынии. На данных предприятиях была проведена комплексная модернизация.

Цель Компании и основные виды деятельности, которыми Компания занимается для достижения своей цели, изложены в пункте 5 Устава Компании. Целью Компании является получение чистой прибыли при осуществлении самостоятельной хозяйственной деятельности. Основные направления деятельности компании включают:

- Разведка и добыча нефти и газа;
- Транспортировка нефти;
- Участие в разработке и реализации государственной политики, связанной с нефтью и газовой промышленностью; и
- Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами (дизель, бензин, битум и другие продукты).

Показатель EBITDA Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. составил 1609 миллиардов тенге. Данное значение складывается из следующих компонентов: (i) 1,042 миллиардов тенге было получено в сфере разведки и добычи, (ii) 211 миллиардов тенге было получено в сфере транспортировки сырой нефти, (iii) 289 миллиардов тенге было получено в сфере переработки, маркетинга и реализации и (iv) 67 миллиардов тенге было получено от корпоративной и других видов коммерческой деятельности Компании, включая исключения и корректировки. Общая выручка Компании увеличилась на 61,1% до 5 838,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., с 3 625,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. - показатель, демонстрирующий снижение на 47,1% в сравнении с 6 858,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. За первое полугодие 2022 г. размер общей выручки Компании составил 4 203,2 миллионов тенге в сравнении с выручкой за первое полугодие 2021 г. - 2 672 миллионов.

Чистая прибыль Компании увеличилась на 596,5% до 1 197,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., с 171,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. - показатель, демонстрирующий снижение на 85,2% в сравнении с 1 158,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. За первое полугодие 2022 г. чистая прибыль Компании составила 676,9 миллионов тенге в сравнении с доходом за первое полугодие 2021 г. - 644,4 миллионов.

Основные рынки для продуктов Компании:

Продукт	**Рынок**
Нефть	Европа (99%)
Нефтяные продукты	Казахстан (80%), другие – Европа, Китай, Россия (20%)

Распределение доходов Компании по географическому рынку за годы, закончившиеся 31 декабря 2021, 2020 и 2019 годов:

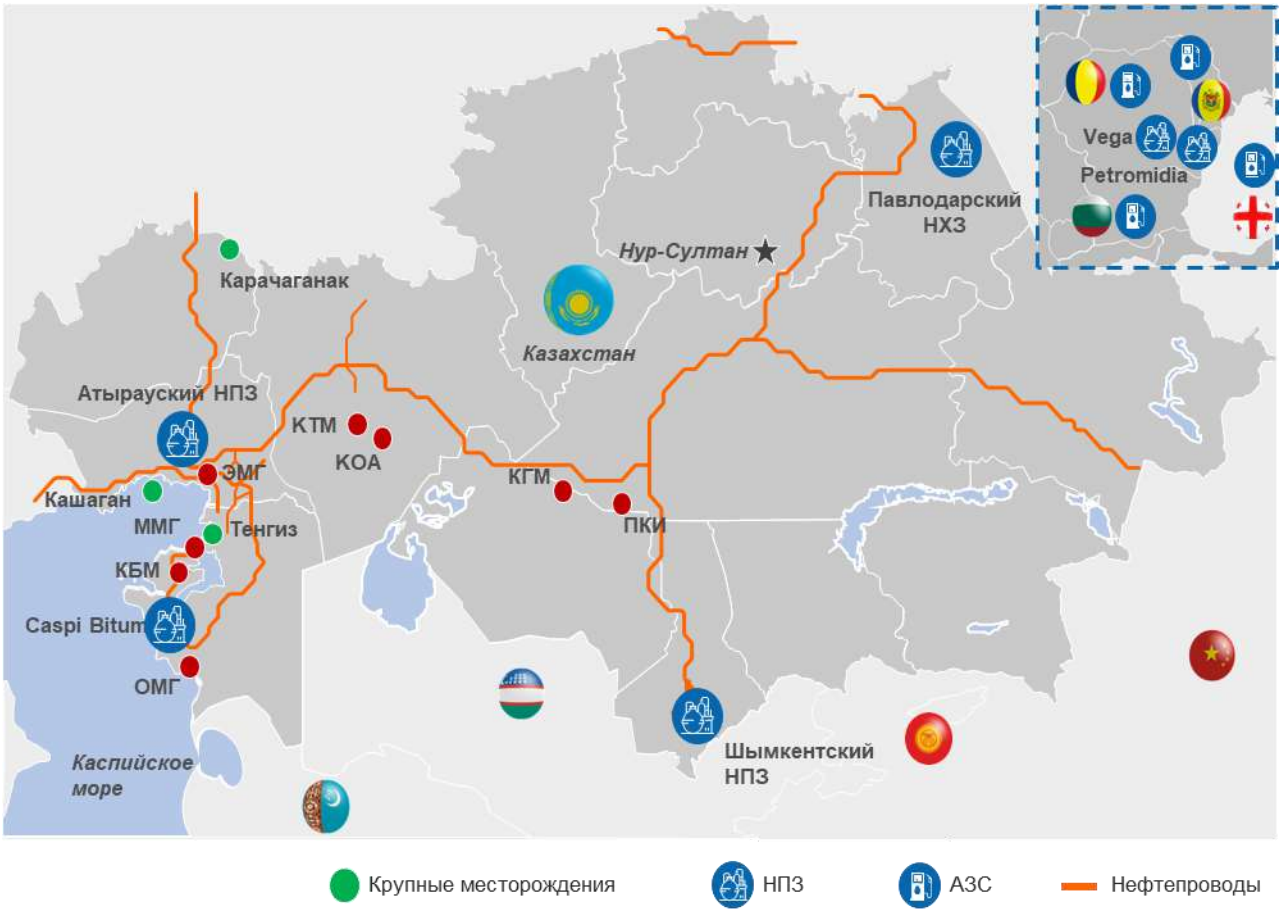
	Год закончившийся 31 декабря		
	2021	2020 (пересчитано)	2019
	(*миллионы тенге*)		
Казахстан	978 343	770 102	1 212 267
Прочие страны	4 860 450	2 854 862	5 646 589
Итого	**5 838 793**	**3 624 964**	**6 858 856**

По состоянию на 30 июня 2022 г. Компания обладала совокупными активами на сумму 15 210,4 миллиардов тенге в сравнении со стоимостью совокупных активов 13 652,3 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 г., 14 653,3 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 г., и совокупных активов 14 081,9 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Текущие кредитные рейтинги Компании были пересмотрены и оценены «S&P» на уровне «BB+» (прогноз «негативный»), «Moody's» на уровне «Baa2» (прогноз «стабильный») и Fitch на уровне «BBB-» (прогноз «стабильный»). Суверенные кредитные рейтинги Казахстана инвестиционного уровня поддерживают кредитные рейтинги Компании, способствуя реализации ее стратегических инициатив по сохранению доступа к международным рынкам капитала. Поддержание достаточной финансовой гибкости считается стратегически важным для смягчения цикличности отрасли, а также позволяет использовать органические и неорганические инвестиционные возможности.

На карте внизу показаны основные активы Компании в сфере разведки, добычи и транспортировки сырой нефти, а также переработки и торговли, по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Географический охват



Информация о Компании

Официально зарегистрированное и коммерческое название Компании: АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (или Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»). Компания была учреждена в виде закрытого акционерного общества в соответствии с законодательством Республики Казахстан 27 февраля 2002 г. и является преемником ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» («**Казахойл**») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». Компания была пере-регистрирована как акционерное общество в соответствии с Законом об акционерных обществах в соответствии со свидетельством о перерегистрации № 11425 1901 АО, выданным Управлением юстиции города Астаны 16 марта 2004 года. БИН Компании: 020240000555. Юридический адрес: Казахстан, 010000, Астана, ул. Кунаева, 8. Телефон: +7 (7172) 786 101. Сайт компании: https://www.kmg.kz. Информация, представленная на сайте Компании, не является частью настоящего Проспекта, если иное прямо не указано в настоящем Проспекте.

Корпоративная структура

По состоянию на дату настоящего Проспекта Группа состояла из 168 структурных единиц, включая Компанию. Ниже представлено описание организационной структуры ключевых участников Группы:

Геологоразведка и добыча	Транспортировка	Маркетинг и реализация

Мега месторождения:
• ТОО «Тенгизшевройл» (Казахстан) - 20%
• Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В. (Нидерланды)- 10%
• North Caspian Operating Company N.V. (Нидерланды) – 16,88%(1)
 	
Эксплуатируемые месторождения:
• АО «Озенмунайгаз» (Казахстан) - 100%
• АО «Мангистаумунайгаз» (Казахстан) - 50%
• АО «Эмбамунайгаз» (Казахстан) - 100%
• ТОО «СП Казгермунайгаз» (Казахстан) - 50%
• «ПетроКазахстан Инк» (Канада) - 33,0%
• АО «Каражанбасмунай» (Казахстан) - 50%
• ТОО «Казахойл Актобе» (Казахстан) - 50%
• ТОО «Казахтуркмунай» (Казахстан) - 100%
• ТОО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» (Казахстан) - 100%
• ТОО «Урихтау Оперейтинг» (Казахстан) - 100%
	• АО «КазТрансОйл» (Казахстан) - 90%
	  ○ ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (Казахстан) - 50%
	  ○ ТОО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайТас» (Казахстан) - 51%
	  ○ ООО «Батумский нефтяной терминал» (Грузия) - 100%
	
	• АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-К» (Казахстан) АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (Россия) - 20,75%(2) в обоих
	
	• ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» (Казахстан) - 100%
	• ТОО «КазРосГаз» (Казахстан) - 50%(3)
		• ТОО «Павлодарский НПЗ» (Казахстан) - 100%
		• ТОО «Атырауский НПЗ» (Казахстан) - 99,53%
		• ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» («Шымкентский НПЗ») (Казахстан) - 49,72%
		• KMG International (Нидерланды) - 100%
		  ○ НПЗ «Petromidia» - 54.63%
		  ○ НПЗ «Vega» - 54.63%
		• ТОО «KPI» (Казахстан) - 49,5%
		• ТОО «Petrosun» (Казахстан) - 49%

Примечания:

(1) Доля в компании НКОК (которая является владельцем месторождения Кашаган) в размере 16,88% находится во владении через-КМГ Кашаган. 15 сентября 2022 г. в рамках измененного опциона на покупку ценных бумаг по Кашагану Самрук-Казына передал свою долю в КМГ Кашаган в размере 50% компании «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.», в результате чего компания «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.» стала единственным акционером КМГ Кашаган.

(2) Доля в размере 19% принадлежит непосредственно Компании и доля в размере 1,75% находится во владении через KPV.

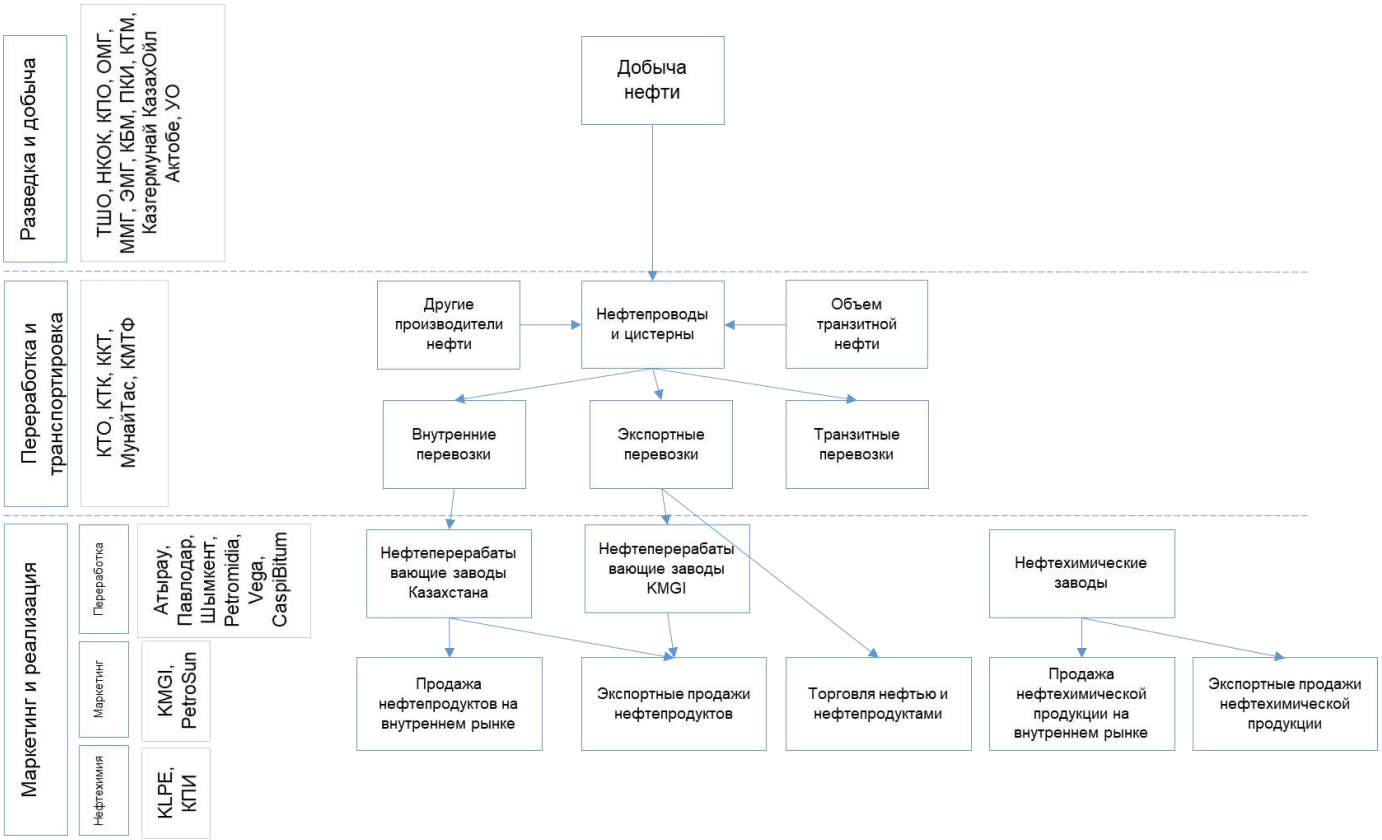
(3) Управление долей Компании осуществляет компания «QazaqGaz» на основании Договора доверительного управления, заключенного в июне 2015 г.

Бизнес-модель

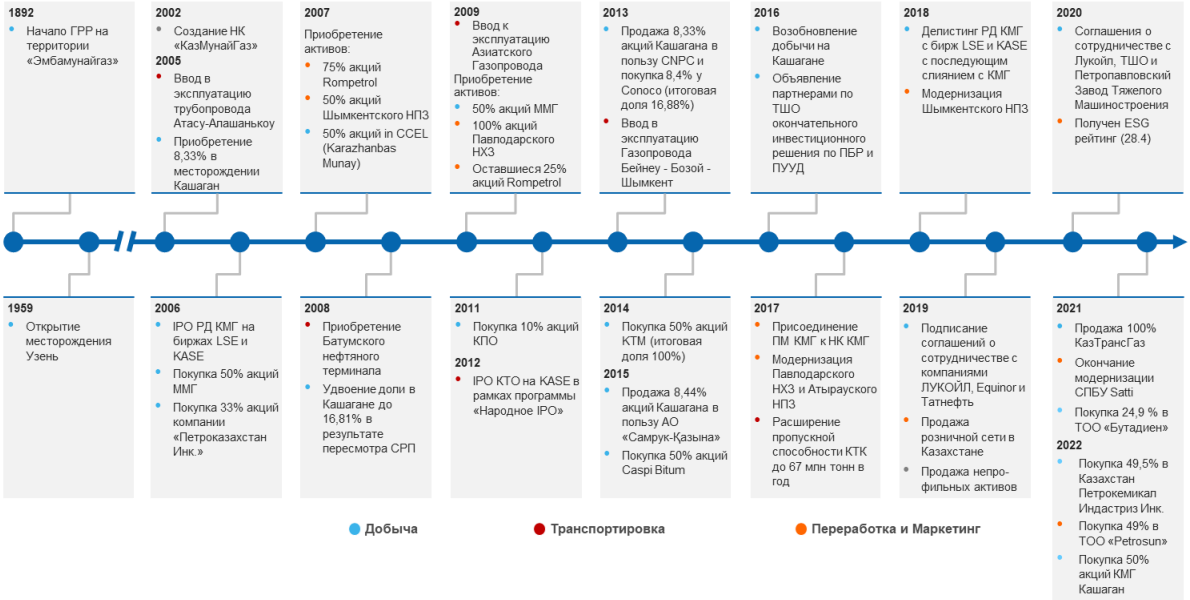
За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Группа осуществила экспорт 63% добытой сырой нефти, при этом за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в объеме продаж Группы на

внутреннем рынке 7916 тысяч тонн приходилось на сырую нефть, которую Группа отправляла на свои НПЗ за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Часть нефтепродуктов была реализована департаментом маркетинга нефтепродуктов Группой (включая 56% нефтепродуктов Группы).

**ПРОИЗВОДСТВЕННО-
СБЫТОВАЯ ЦЕПОЧКА КМГ**



История



Ключевые сильные стороны

Компания имеет следующие ключевые сильные стороны:

Уникальная возможность инвестирования в нефтегазовом секторе Казахстана

Казахстан – это один из самых богатых углеводородами регионов, не входящих в ОПЕК, по состоянию на 2021 год. Казахстан входил в пятерку стран, не являющихся членами ОПЕК, обладающих самыми крупными подтвержденными запасами нефти (эквивалент 30 миллиардов баррелей нефти, «Статистический обзор мировой энергетики» компании BP за 2021 г.). Объем добычи углеводородного сырья в Казахстане достиг показателя 85,9 миллионов тонн в 2021 г. (Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан), при этом ожидается совокупный годовой прирост в размере 2,8% (Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан), в результате чего в 2026 г. объем добычи достигнет 98,8 миллионов тонн. В стране имеется большое количество неразведанных запасов, согласно оценкам их количество эквивалентно 57 миллионов баррелей нефти. Месторождения сконцентрированы главным образом в Прикаспийском регионе.

Для добывающих компаний, работающих в Казахстане, установлен привлекательный налоговый режим, в рамках которого ключевые налоги в сфере геологоразведки и добычи, такие как экспортные пошлины, рентный налог на экспорт и налог на добычу полезных ископаемых, связаны непосредственно с ценами на нефть, поэтому при снижении цен на нефть снижается сумма соответствующих налогов. Учитывая плавающий курс тенге, это позволяет предупреждать негативные последствия снижения цен на нефть. Общая сумма государственных налогов и сборов в сфере экспорта сырой нефти составляет 60 долларов США за баррель, что составляет 40%. Этот показатель выгодно отличает Казахстан от других стран, занимающихся добычей углеводородного сырья в этом регионе, например, от России (размер государственных налогов и сборов - 65%).

Привлекательность Казахстана, как одного из самых богатых углеводородами регионов мира, подтверждается регулярным присутствием в Казахстане крупнейших международных нефтегазодобывающих компаний, таких как «Chevron», «ExxonMobil», «ENI», «Shell», «Total» и других. Так, в случае с компанией «Chevron», на проекты, реализуемые в Казахстане, приходится 13% от общего объема добычи углеводородного сырья - третья по величине доля в общем портфеле. Общий объем прямых иностранных инвестиций международных

нефтегазодобывающих компаний в Казахстане с 1993 г. составил более 300 миллиардов долларов США.

Казахстан в течение нескольких десятков лет остается надежным поставщиком энергоресурсов. Стратегически выгодное географическое положение страны идеально подходит для осуществления поставок в Европу и на быстро растущие рынки Китая и Азии. Общий объем экспорта достиг 67,6 миллионов тонн в 2021 год. (Данные Министерства энергетики Республики Казахстан за 2021 г.). Благодаря расположению рядом с Китаем на сухопутном участке маршрута, организованного в рамках инициативы «Один пояс - один путь», Казахстан может стать крупнейшим в Евразии транспортным и логистическим узлом.

Экономика Казахстана по своим характеристикам - это развивающаяся экономика переходного периода. Благоприятные макроэкономические условия в стране обеспечиваются благодаря ключевым драйверам роста, включая стабильный рост ВВП, который согласно оценкам составил 4,0% в 2021 г. и по оценкам Правительства Казахстана будет оставаться на уровне выше 3,8% в 2022 году и в 2023 году. Привлекательный инвестиционный климат в Казахстане подтверждается его суверенным кредитным и инвестиционным рейтингом BBB- (прогноз «негативный»)/Baa2 (прогноз «стабильный»)/BBB (прогноз «стабильный») по оценкам S&P/Moody's/Fitch, соответственно, S&P изменили свой прогноз со «стабильного» на «негативный» в сентябре 2022 года в связи с рисками, связанными со способностью Казахстана экспортировать свою сырую нефть через трубопровод КТК.

В течение многих лет в Казахстане создавался привлекательный инвестиционный климат. Страна заняла 25 место в мире по легкости ведения бизнеса в 2020 г. и седьмое место в мире по показателю «Защита миноритарных инвесторов» по оценкам Всемирного банка в 2020 г. Всемирный банк прекратил проводить оценку по показателю «Легкость ведения бизнеса» в 2021 г.

Лидер нефтяной промышленности страны с полной интеграцией на протяжении всей производственно-сбытовой цепочки

КМГ - это лидирующая в Казахстане вертикально-интегрированная нефтегазовая компания, осуществляющая эксплуатационную деятельность с полным производственным циклом от разведки и добычи углеводородов до транспортировки, переработки и предоставления услуг. Полная интеграция на протяжении всей производственно-сбытовой цепочки обеспечивает прочный фундамент для стабильного развития КМГ в долгосрочной перспективе.

В области разведки и добычи Компания принимает активное разностороннее участие в реализации всех проектов, как на уже имеющихся объектах, так и на неосвоенных территориях, как на суше, так и в море. Доля компании на рынке Казахстана составила, соответственно, 25% и 15% по объему добычи нефти и газового конденсата и газа за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владеет подтвержденными и вероятными извлекаемыми запасами нефти и газового конденсата в количестве 3 918 771 тысяч баррелей. Также компания владеет подтвержденными и вероятными промышленными запасами газа в количестве 145 737 миллионов кубических метров. По оценкам Компании эти резервы эквивалентны 4 983 миллиардов баррелей нефти. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., Компания осуществила добычу 8,1 миллиардов кубических метров газа, а общий объем добычи углеводородного сырья составил 444 000 баррелей в нефтяном эквиваленте в сутки.

В области транспортировки Компания имеет диверсифицированную систему транспортировки нефти, обладающую высоким транзитным и экспортным потенциалом. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., в области транспортировки Компания обладала сетью нефтепроводов длиной 9 090 км, пятью нефтяными танкерами (из которых два танкера типа «Афрамакс»). Компания осуществила транспортировку 64,7 миллионов тонн нефти, что составляет 56% от объема всех жидких углеводородов, транспортированных за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Компания также занимает доминирующее положение в области маркетинга и реализации продукции в Казахстане. Компания заняла 82% долю на рынке переработки нефти за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания является оператором четырех НПЗ в Казахстане, на которых была проведена масштабная модернизация. Основным направлением деятельности Компании является поставка высококачественного топлива на местный рынок. В Центральной и Восточной Европе Компания является оператором двух НПЗ в Румынии, включая НПЗ «Petromidia» - крупнейший НПЗ в стране. Кроме того, Компания владеет сетью заправочных станций в Румынии, Болгарии, Грузии и Молдове, состоящей из 680 станций.

Компания считает, что вертикальная интеграция идет на пользу ее производственно-сбытовой цепочке и помогает контролировать связанную инфраструктуру, используемую для транспортировки и маркетинга и реализации, благодаря чему обеспечивается доход и хорошие финансовые показатели независимо от цикла в динамике цен на нефть, также это позволяет Компании обеспечить максимальное увеличение маржи. По мнению Компании это подтверждается ее стабильными финансовыми показателями и устойчивым ростом, которые наблюдаются в последнее время независимо от изменений цен на нефть. Несмотря на то, что показатель EBITDA Компании снизился с 5,126 миллионов долларов США в 2019 г. до 1960 миллионов долларов США в 2020 г., он снова повысился до 3777 миллионов долларов США в 2021 г. В этом же периоде цена на нефть Brent оставалась изменчивой. Среднегодовая цена составляла 64,2 доллара США за баррель в 2019 г., 41,8 доллара США в 2020 г. и 70,86 долларов США в 2021 г.

Вертикальная интеграция обеспечивает большую диверсификацию доходов и позволяет Компании, получать прибыль, помимо прочего, от движения денежных потоков возникающих в процессе эксплуатации инфраструктуры, предназначенной для организации транспортировки, которые образуются в процессе транспортировки собственной продукции Компании и продукции третьих лиц, а также в процессе транзита. Такая структура также позволяет устранить риски для деятельности Компании, повышая эффективность планирования и согласования деятельности в разных сегментах.

Объемный диверсифицированный портфель в области разведки и добычи с привлекательной перспективой роста и участия в реализации проектов на крупнейших мировых мегаместорождениях

Портфель Компании в области разведки и добычи включает в себя сбалансированный комплекс прорывных проектов по разработке новых объектов и эффективно управляемых действующих объектов. Руководство Компании считает, что такое сочетание проектов по эксплуатации действующих объектов со стабильными объемами производства, в которые были вложены большие инвестиции, компанией КМГ (включая ОМГ, ММГ и ЭМГ, а также другие существующие проекты, которые совместно именуются «**Месторождения, эксплуатируемые КМГ**»), и трех проектов по разработке мега месторождений (а именно: ТШО (месторождение Тенгиз, включая месторождение Королевское), КПО (месторождение Карачаганак) и НКОК (месторождение Кашаган), продолжат обеспечивать дополнительные перспективы в производственной деятельности Группы.

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., доля КМГ в объеме добычи на трех мега месторождениях составила 168 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день, что составляет 36% от общего объема добычи. В этом же периоде на эксплутируемых КМГ объектах объем добычи составил 277 баррелей нефтяного эквивалента в день или 64% от общего объема добычи. В конце декабря 2021 г. Министерство энергетики Казахстана сделало прогноз по объему производства нефти в стране на 2022 г., согласно которому объем добычи должен был составить 87,5 миллионов тонн, из них на долю мега месторождений приходилось 54,5 миллионов тонн.

Из 3 918 771 тысяч баррелей имеющихся у Компании подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата по состоянию на 31 декабря 2021 г. на долю мега

месторождений приходилось 57,4%, на долю эксплуатируемых КМГ объектов - 33,6% из имеющихся у КМГ подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата по состоянию на 31 декабря 2021 г. Кратность всех имеющихся у Компании подтвержденных извлекаемых запасов нефти и конденсата составляет около 16,5 лет, что выгодно отличает Компанию от международных корпораций, у которых данный показатель составляет в среднем 11 лет.

Мегаместорождения

Мегаместорождения, имеющиеся в портфеле Компании - это проекты мирового уровня, разработка которых выполнялась в рамках совместных предприятий с участием лидеров в данной отрасли, таких как «Chevron», «CNPC», «ENI», «Exxon Mobil», «Лукойл», «Shell» и «Total».

Тенгизское и Королевское месторождения

Месторождение Тенгиз - одно из крупнейших в мире месторождений, являющееся ведущим проектом в нефтегазовой отрасли Казахстана, было открыто в 1979 г. Компания ТШО, созданная в 1993 г., осуществляет эксплуатацию месторождений Тенгиз и Королевское. В настоящее время компания работает со следующими партнерами: «Chevron Overseas Company», «ExxonMobil», «LIG» («Lukoil International Gmbh») и Компания, Месторождение Тенгиз - это самое глубокое в мире находящееся в эксплуатации супергигантское месторождение.

Королевское месторождение расположено в 20 км к северо-востоку от месторождения Тенгиз. Геологоразведочные работы и разведочное бурение были начаты в 1982 г. - год открытия месторождения.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. общий объем подтвержденных и вероятных запасов месторождений Тенгиз и Королевское составлял 673 270 тысяч метрических тонн нефти и конденсата, 87 059 тысяч метрических тонн газоконденсатной жидкости и 261 665 миллионов кубических метров товарного газа. В 2021 г. общий объем добычи нефти и конденсата на этих месторождениях составил 580 тысяч баррелей нефти в день. Также в 2021 году компания ТШО осуществила добычу 14,8 миллиардов кубических метров попутного газа.

Компания владеет 20% долей участия в ТШО. На данный момент добыча на месторождениях Тенгиз и Королевское приносит Компании большую часть свободного потока денежных средств, благодаря чему сумма дивидендов, полученных КМГ в периоде с 2009 г. по 2021 г. составила более 8 миллиардов долларов США. Согласно графику ПБР и ПУУД на месторождении Тенгиз будут завершены в середине 2024 г., в результате чего производительность месторождения повысится примерно на 12 миллионов тонн в год.

Кашаганское месторождение

Работы на Кашаганском месторождении были возобновлены в 2016 г. Это месторождение является одним из крупнейших в мире морских месторождений с наиболее сложными условиями. Также это месторождение является самым новым приобретением в портфеле мега-месторождений, в которое, однако, акционеры КМГ Кашаган не делали капиталовложений с 2017 г. Кашаганское месторождение обладает непревзойденным показателем кратности подтвержденных и вероятных запасов - более 120 лет. Кроме того, это первое крупное морское месторождение в Казахстане, на котором для целей разведки и добычи было возведено 5 искусственных островов. По состоянию на 31 декабря 2021 г. общий объем подтвержденных и вероятных запасов Кашаганского месторождения составлял 1 902 617 тысяч метрических тонн нефти и конденсата и 158 796 миллионов кубических метров товарного газа. В 2021 г. общий объем добычи нефти и конденсата составил 353 тысяч баррелей нефти в день. Также в 2021 г. компания НКОК осуществила добычу 9,9 миллиардов кубических метров попутного газа.

Партнеры, включая КМГ Кашаган (16,88%), «Eni S.p.A.» (16,81%), «ExxonMobil Kazakhstan Inc.» (16,81%), «Shell Kazakhstan Development B.V.» (16,81%), «Total Energies EP Kazakhstan» (16,81%), «CNPC Kazakhstan B.V.» (8,33%) и «INPEX North Caspian Sea Ltd.» (7,56%) работают над реализацией запланированного второго этапа разработки, направленного на увеличение объемов добычи. Компания КМГ владеет долей в НКОК в размере 16,88% посредством своей дочерней компании КМГ Кашаган.

Карачаганакское месторождение

Работы на Карачаганакском месторождении были начаты в 1984 г. Это одно из крупнейших в мире месторождений по количеству газового конденсата, которое составляет около 12% от всего объема добычи жидких углеводородов в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2021 г. общий объем подтвержденных и вероятных запасов Карачаганакского месторождения составлял 253 495 тысяч метрических тонн нефти и конденсата и 354 421 миллионов кубических метров товарного газа. В 2021 г. общий объем добычи жидких углеводородов составил 250 тысяч баррелей нефти в день. Также за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., компания КПО осуществила добычу 18,9 миллиардов кубических метров газа.

Данный проект на протяжении своего существования стабильно приносит Компании чистые дивиденды на принадлежащую ей 10% долю, что в периоде с 2013 г. по 2018 г. составило 979 миллионов долларов США. В рамках второго этапа разработки КПО реализует несколько проектов продления полки добычи, включая Проект расширения мощностей Карачаганакского газоперерабатывающего комплекса, Проект 4-го компрессора обратной закачки газа (4ICP) и Проект 6-го нагнетательного трубопровода (6TL), которые позволят увеличить объемы добычи. Проект расширения мощностей КПГ был завершен и запущен в эксплуатацию в 2021 г., благодаря чему производительность КПГ увеличилась на 12 миллионов галлонов в сутки, что позволило увеличить объем добычи жидких углеводородов на 9,1 миллионов тонн в течение оставшегося срока действия СРП. Тем временем в 2022 г. в эксплуатацию был введен четвертый компрессор обратной закачки газа, с помощью которого осуществлялась утилизация дополнительных объемов газа в рамках Проекта расширения мощностей КПК.

Месторождения КМГ

Компания обеспечивала стабильные объемы добычи на своих существующих объектах в течение последних 15 лет. В настоящее время Компания осуществляет эксплуатацию 9 основных производственных подразделений, на долю которых в 2021 г. приходилось 40% от всех имеющихся у КМГ подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата и 64% от общего объема добычи. На ОМГ, ММГ и ЭМГ приходится самая большая доля извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов нефти и конденсата Компании, которая составляет 32,7% от всего объема извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов Компании и 49,9% от общего объема добычи всех производственных подразделений.

Проект ОМГ был запущен в 1965 г. - это крупнейшее производственное подразделение Компании, объем добычи которого в 2021 г. составил 106 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день, а по состоянию на 31 декабря 2021 г. объем извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов нефти и конденсата составил 697 644 тысяч баррелей.

Проект ММГ был запущен в 1967 г. Объем добычи в рамках проекта в 2021 г. составил 58 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день, а по состоянию на 31 декабря 2021 г. объем извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов нефти и конденсата составил 306 613 тысяч баррелей.

Проект ОМГ был запущен в 1911 г. - это старейшее производственное подразделение Компании, объем добычи которого в 2021 г. составил 50 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день, а по состоянию на 31 декабря 2021 г. объем извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов нефти и конденсата составил 279 817 тысяч баррелей.

В 2004 г. ЭМГ и ОМГ были объединены в компанию «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ»), ГДР которой котировались на биржах KASE и LSE в 2006 г.

В 2018 г. был произведен делистинг ценных бумаг РД КМГ с KASE и LSE. В настоящее время работы на производственных подразделениях направлены на увеличение объемов добычи в целях компенсации естественного снижения объемов добычи. В 2021 г. общее количество эксплуатируемых скважин составило 15 081, из которых 11 206 были отнесены в переходящий фонд скважин. В рамках стратегии, реализация которой запланирована на период с 2022 год по 2031 год, компания реализует ряд инициатив, направленных на повышение эффективности производства и усовершенствование технологического режима находящихся в эксплуатации объектов, что позволит поддерживать объем добычи подразделений КМГ практически на одном уровне в течение 5-7 лет, за исключением Казгермунай и PKI.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы благодаря высокому ресурсному потенциалу и программе активной разведки и разработки

Компания считает, что получает преимущество благодаря наличию нескольких находящихся в процессе разведки объектов, являющихся потенциальными источниками роста производительности. По оценкам Компании ее стратегический план позволит увеличить объемы производства более, чем на 1,8 миллиарда баррелей нефтяного эквивалента до 2031 года в рамках реализуемых Компанией программ разведочных работ, благодаря чему ожидается продление срока воспроизводства минерально-сырьевой базы. Разведочные работы ведутся Компанией главным образом в Прикаспийском регионе, где расположено большинство эксплуатируемых в настоящее время в Казахстане месторождений (включая мега месторождения), где также имеется потенциал для открытия новых месторождений.

Компания планирует выполнить бурение 26 поисково-разведочных скважин и 30 оценочных скважин в периоде с 2022 г. по 2026 г. На этот же период запланирована сейсморазведка по методологии 3D с использованием передовых технологий разведки на территории размером 2000 квадратных километров. С 2017 г. технология 3D сейсморазведки высокого разрешения успешно применяется на крупных месторождениях Каламкас, Узень, Жетыбай, а также на месторождениях Асар, Бурмаша, Южный Жетыбай, Восточный Жетыбай и др. Результаты таких работ вкупе с результатами сейсмической инверсии позволили выявить новые объекты, которые ранее считались бесперспективными, и успешно выполнить бурение оценочных скважин на краевых участках таких месторождений. В настоящее время планируется использовать новейшие мировые технологии в сфере обработки данных, полученных методом 2D и 3D сейсморазведки (3D Multiple, SWIM – контроль технического состояния устьев подводных скважин, FWI – полноволновая инверсия и др.), в целях решения геологических задач по действующим активам. Также на стадии внедрения находятся технологии по интерпретации сейсмических данных (ResOP, прогноз с использованием нейронных сетей, инверсионный анализ сейсмических данных). Для четырех осадочных бассейнов (Каспийский, Устюрт-Бузачинский, Мангышлакский и Южно-Тургайский) было выполнено моделирование с использованием всех имеющихся геологических и геофизических данных. По результатам моделирования был выявлен ряд перспективных участков для проведения разведочных работ, определен объем работ по дополнительной разведке на существующих месторождениях и по уточнению геологических моделей месторождений, а также проведена оценка геологических рисков. Помимо работ в основных бассейнах также рассматривается возможность проведения масштабных работ по поиску и анализу перспектив на добычу нефти и газа в малоизученных бассейнах. Компания планирует достичь скорректированного коэффициента восполнения запасов на уровне свыше 100% и рассчитывает на то, что финансирование новых программ разведки будет осуществляться главным образом посредством заемного финансирования по договоренности с международными партнерами, что позволит снизить финансовые риски КМГ. Например, такой способ финансирования был согласован с компанией Лукойл в отношении проекта «Аль-Фараби». В периоде с 2019 г. по 2021 г. КМГ заключила ряд значимых соглашений о проведении разведочных работ с международными партнерами, включая «BP», «ENI», «Equinor» и «Лукойл».

Кроме того, согласно казахстанскому законодательству государство имеет приоритетное право на приобретение в отношении всех новых лицензий и активов, продаваемых в Казахстане, которые имеют отношение к месторождениям углеводородов стратегического значения. Государство назначило Компанию выгодоприобретателем таких приоритетных прав, что подтверждает предоставленную Компании уникальную возможность использования таких активов в приоритетном порядке. Кроме того, согласно Кодексу о недрах и недропользовании Компании причитается как минимум 50% доля в контрактах на недропользование, заключенных в отношении морских месторождений. Так, Компания воспользовалась приоритетным правом для приобретения доли в морских проектах ММГ, ПКИ, Казгермунай, CCEL, Кашаган, Исатай и Женис. Руководство Компании считает, что такое приоритетное право позволит Компании в дальнейшем увеличивать долю в проектах по разведке и производству в нефтегазовой отрасли. Однако после присвоения компании QazaqGaz статуса национальной компании в газовой отрасли в ноябре 2021 г. Правительство приняло Постановление о предоставлении QazaqGaz определенных прав национальной компании в соответствии с положениями «Кодекса о недрах и недропользовании» в связи с осуществлением приоритетного права, заключением контрактов на недропользование по результатам прямых переговоров и с осуществлением доверительного управления. Согласно Постановлению Компания заключила с QazaqGaz соглашение, в котором уточняется порядок распределения обязанностей национальной компании в сфере недропользования, включая помимо прочего договоренность о том, что QazaqGaz будет осуществлять приоритетное право и осуществлять доверительное управление в отношении месторождений газа и газового конденсата, в то время как Компания будет пользоваться этими же правами в отношении нефтяных и нефтегазовых месторождений, а также месторождений нефти и газового конденсата.

Контроль транспортного сектора нефтегазовой отрасли Казахстана, создающего денежные потоки с высоким потенциалом роста

В отличие от большинства международных компаний, работающих в этой сфере, Компания имеет преимущество благодаря наличию связанной нефтетрубопроводной инфраструктуры, благодаря чему эффективно обеспечивается контролируемая транспортировка сырой нефти по большинству экспортных, внутренних и транзитных маршрутов. Благодаря стратегически выгодному расположению Казахстана между Европой и Китаем Компания предоставляет критически важную инфраструктуру для транзитных потоков в Средней Азии.

Компания считает, что ее деятельность в сфере трубопроводного транспорта нефти позволяет ей получать стабильные денежные потоки, возникающие в процессе эксплуатации такой инфраструктуры, и обеспечивать общую прибыльность Группы. Стабильность денежных потоков обеспечивается за счет стабильного роста объемов транспортируемой нефти, благодаря тому, что тарифы устанавливаются, как правило, на срок в несколько лет, а также благодаря значительным капиталовложениям в инфраструктуру, которая по многим аспектам приведена в соответствие с растущими плановыми показателями по объемам производства в Казахстане и по транзитным потокам.

Большая часть нефти, транспортируемой компанией - это казахстанская нефть, отправляемая на экспорт, и нефть, направляемая на местные НПЗ. В 2021 г. Компания осуществила транспортировку 16,9 миллионов тонн нефти на внутреннем рынке, также 10,2 миллионов тонн российской нефти было отправлено транзитом в Китай. По состоянию на конец 2021 г. Компании, занимающиеся транспортировкой нефти - КТК и КТО, осуществляли экспорт нефти по следующим направлениям: КТК - 53,1 миллионов тонн, Атырау-Самара - 11,2 миллионов тонн, Атасу-Алашанькоу - 1,0 миллионов тонн, морской порт Актау - 2,1 миллионов тонн.

Тарифы на транспортировку нефти на внутреннем рынке регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий. Обычно Комитет устанавливает тарифы на срок в 5 лет. Тарифы на транзит российской нефти через Казахстан в Китай регулируются Министерством энергетики. Текущие тарифы действуют до 2023 г. Регулирование тарифов на

экспорт было отменено в мае 2015 г. Тарифы устанавливаются компаниями, занимающимися транспортировкой нефти, на основании соглашений с поставщиками нефти.

По сложившейся традиции пропускная способность систем транспортировки нефти определяется с учетом объемов производства нефти в Казахстане, при этом планируется их расширение с учетом будущего роста объемов производства. В периоде с 2011 г. по 2018 г. была реализована масштабная программа расширения пропускной способности трубопровода КТК, в результате чего его пропускная способность увеличилась с 28,2 до 67,0 миллионов тонн в год при общем объеме инвестиций 5,1 миллиарда долларов США, таким образом обеспечивается соответствие трубопроводов потребностям, обусловленным увеличением объемов производства нефти на месторождениях Тенгиз и Кашаган в целях отправки на экспорт в Европу. После завершения программы расширения КТК выплатил большую часть долга и повысил способность компании выплачивать дивиденды, начиная с 2020 года. 30 сентября 2020 года КТК выплатил все свои долги акционерам КТК. 10 июня 2021 года впервые в своей истории выплатил дивиденды за 2020 год в размере 665 миллионов долларов США (доля КМГ составляет 126,3 миллионов долларов США). Более того, в 2021 году КТК выплатил дивиденды:

- по итогам 1 квартала 2021 года в размере 165 миллионов долларов США (доля Компании – 34,2 миллионов долларов США);
- по итогам 1 полугодия 2021 года в размере 287,5 миллионов долларов США (доля Компании – 59,6 миллионов долларов США);
- по итогам 9 месяцев 2021 года в размере 97 миллионов долларов США (доля Компании – 20,1 миллионов долларов США);
- на конец 2021 года в размере 752 миллионов долларов США (доля Компании – 156,1 миллионов долларов США).

Для удовлетворения потребностей, обусловленных увеличением объемов производства на месторождениях Тенгиз и Кашаган, КТК запустил проект расширения мощностей с общим бюджетом 600 миллионов долларов США, в результате чего предполагается увеличить пропускную способность трубопровода до 72,5 миллионов тонн в год к 2023 г.

Полностью модернизированная система переработки, маркетинга и реализации, занимающая доминирующее положение на целевых рынках

Сектор переработки, маркетинга и реализации в Казахстане образован модернизированными НПЗ, и в настоящее время Компания владеет контрольным пакетом акций или значительной долей в четырех НПЗ в Казахстане. В частности, Компания владеет контрольным пакетом акций Атырауского НПЗ в Западном Казахстане и Павлодарского НПЗ в Северо-Восточном Казахстане, по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владела 49,72% долей в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане и 50% долей в НПЗ «CaspiBitum» (посредством CCEL). Данные НПЗ занимаются производством сложнокомпонентных нефтепродуктов, что позволяет Компании полностью покрывать спрос на нефтепродукты на внутреннем рынке и осуществлять экспорт излишков (большая часть мазута) на высоколиквидные рынки Европы и рынки соседних стран Средней Азии.

Эти три НПЗ хорошо зарекомендовали себя на мировом рынке согласно оценкам, таким как Индекс сложности Нельсона (NCI). Показатель NCI у Атырауского, Павлодарского и Шымкентского НПЗ составляет, соответственно, 13,9, 10,5 и 8,2. Благодаря этому данные предприятия занимают место в первом квартиле в мировом масштабе (для сравнения - пять НПЗ, применяющих в производстве наиболее сложные технологические операции в Юго-Восточной Европе, имеют показатель NCI от 11,9 до 10,4). Кроме того, компания смогла существенно повысить конкурентоспособность своих НПЗ в результате реализации программ модернизации, которые были завершены в 2017 г.и в 2018 г., в рамках которых для

модернизации всех трех НПЗ были привлечены инвестиции в размере 6,0 миллиарда долларов США. Финансирование программ модернизации осуществлялось главным образом посредством займов, которые были выплачены с опережением графика благодаря тому, что все три НПЗ показали производительность выше запланированных показателей.

Компания завершила ряд крупных проектов по модернизации своих НПЗ в Казахстане и Румынии, успешно увеличив глубину переработки. В результате в настоящее время данные НПЗ способны производить более легкие нефтепродукты, средневзвешенная доля которых в общем объеме производства этих трех НПЗ составляет 64%. Кроме того, показатели производительности и эффективности использования ресурсов на данных НПЗ составляют в среднем более 90%.

План модернизации был направлен на удовлетворение стабильно растущего спроса на нефтепродукты не только в Казахстане, но также и в соседних странах. Принимая во внимание рост ВВП на 2,3%, 2% и 5,4%, соответственно, в Азербайджане, России и Узбекистане, КМГ имеет хорошие перспективы в связи с обслуживанием данных рынков.

Маржа, получаемая в секторе переработки, маркетинга и реализации, остается стабильной, принимая во внимание использование толлинговой схемы, которая обеспечивает минимальный доход данных НПЗ. Толлинговая система предоставляет дополнительные преимущества, которые заключаются в том, что предприятия не являются владельцами сырой нефти и не имеют рисков, связанных с реализацией продукции.

Кроме того, Компания обладает комплексной системой включающей в себя предприятия, занимающиеся переработкой, маркетингом и реализацией, посредством владения 54,63% дол и участия в «Rompetrol Rafinare». Компания «Rompetrol Rafinare» (владение которой осуществляется через «KMG International») является владельцем и осуществляет эксплуатацию НПЗ Petromidia и Vega в Румынии, также Компания имеет сеть заправочных станций, состоящую из 680 заправочных станций в Румынии, Грузии, Молдове и Болгарии. Данная система позволяет Группе осуществлять переработку и реализацию казахстанской сырой нефти на высоколиквидных европейских рынках и иметь прямой доступ к конечным пользователям через широкую сеть заправочных станций.

НПЗ Petromidia - один из НПЗ, выполняющих самые сложные технологические операции, в Восточной Европе с показателем NCI 10.5. НПЗ Vega прошел путь от обычного НПЗ до производителя и поставщика специализированной продукции (нормальный гексан, органические растворители, очищенный уайт-спирит и другие нефтепродукты), получаемой исключительно из полуфабрикатов, поставляемых компанией «Petromidia Refinery». Такое уникальное положение обеспечивает НПЗ конкурентоспособность на европейских рынках. Кроме того, данные НПЗ расположены в регионе с благоприятными макроэкономическими условиями, с быстрым ростом ВВП 3%, 3%, 5% и 4% соответственно в Румынии, Болгарии, Грузии и Молдове.

На этих рынках наблюдается быстрый рост, имеются хорошие среднесрочные перспективы, связанные со спросом на автомобильное топливо, а также ускоренная модернизация и низкие темпы электрификации.

Кроме того, Компания имеет перспективы развития в этих странах посредством расширения сети заправочных станций благодаря открытию 44 утвержденных новых компактных заправочных станций в Румынии и увеличению количества заправочных станций в Грузии и Молдове.

Согласно Постановлению Правительства №908 от 29 декабря 2020 г. «О некоторых вопросах приватизации на 2021 – 2025 гг.» «KMG International» была включена в перечень юридических лиц, предлагаемых к переходу в конкурентную среду в приоритетном порядке.

Потенциал стабильной доходности для акционеров благодаря образованию свободного потока денежных средств от базы активов, в которую вложены существенные капиталовложения, и соблюдению финансовой дисциплины

База активов Компании, в которые вложены существенные капиталовложения, которая не будет требовать значительных капитальных расходов в краткосрочной перспективе, вместе с высокими финансовыми и производственными показателями дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний вкупе со стабильным балансом создают условия для увеличения объемов свободных денежных потоков в последующие годы.

КМГ недавно завершила реализацию масштабных программ капиталовложений в ключевые активы и проекты, включая вложение 6 миллиардов долларов США в модернизацию местных НПЗ, которая была завершена в 2018 г. Вкупе с существенным ростом доходности эти факторы обеспечили стабильное формирование свободных денежных потоков. Общий объем капиталовложений Компании снизился с 5396 миллионов долларов США за период с 2016 г. по 2018 г., до 3 390 миллионов долларов США в периоде с 2019 г. по 2021 г.

Соотношение чистый долг/ промежуточный показатель EBITDA КМГ составило 1,2 в 2019 г., 3,2 в 2020 г. и 1,4 в 2021 г. В периоде с 2019 г. по 2021 г. КМГ смогла улучшить структуру долгового портфеля. Так, средневзвешенная продолжительность долгового портфеля увеличилась с 11,7 до 12,0 за эти три года, средняя процентная ставка немного повысилась с 5,53% в 2019 г. до 5,73% в 2021 г. после конвертации займа АНПЗ из долларов США в неконвертируемую валюту. В результате образования компании QazaqGaz (по состоянию на 9 ноября 2021 г.) произошло исключение из консолидации задолженности в размере 490,8 миллиарда долларов тенге, денежной наличности на сумму 380,4 миллиардов тенге и EBITDA в размере 478,6 миллиардов тенге.

Рост объемов свободных денежных потоков КМГ в среднесрочной перспективе будет обеспечиваться за счет различных факторов, действующих в каждом производственном сегменте. Предполагается, что главными факторами, обеспечивающими такой рост будут следующие:

В сфере разведки и добычи

- Компания ТШО, осуществляющая эксплуатацию месторождения Тенгиз, планирует увеличить объемы добычи примерно на 12 миллионов тонн в год примерно до 39-40 миллионов тонн в год. Компания ТШО остается основным плательщиком дивидендов Компании. В периоде с 2009 г. по 2021 г. ТШО выплатила чистые дивиденды Компании на сумму 8 миллиардов долларов США.

- Компания НКОК, осуществляющая эксплуатацию месторождения Кашаган, успешно завершила второй капитальный ремонт в июле 2022 г. Планируемый объем добычи нефти - 415 тысяч баррелей в день. Также ожидается увеличение объемов добычи на месторождении Кашаган в результате реализации нескольких проектов, которые находятся на этапах реализации, эскизного проектирования и прединвестиционного исследования. Несмотря на то, что акционеры КМГ Кашаган не производили никаких капиталовложений с 2017 г., объем формируемых денежных потоков соответствовал наращиванию объемов добычи. В 2021 г. объем сформированных свободных денежных потоков КМГ Кашаган составил 498 миллионов долларов США.

В сфере транспортировки

- КТК планирует провести расширение пропускной способности на 35% за счет собственных средств к 2023 г. в целях удовлетворения потребностей, обусловленных увеличением объемов добычи на месторождениях Тенгиз и Кашаган. Заемные средства, полученные КТК от его акционеров для первоначального строительства и в рамках программы расширения пропускной способности, были выплачены в 2020 г., благодаря

чему была обеспечена стабильная способность выплачивать дивиденды. В 2021 г. КТК выплатил дивиденды на сумму 220 миллионов долларов США.

В сфере переработки, маркетинга и реализации

- На Атырауский НПЗ приходится крупнейшая доля, принимая во внимание его размеры и способность производить легкие нефтепродукты. Именно в этом сегменте имеется самый высокий потенциал для развития в Казахстане и в соседних странах. Этому также способствовали инвестиции на сумму 781,6 миллиардов тенге, полученные в периоде с 2007 г. по 2019 г.

Опытное руководство и прозрачная структура корпоративного управления

Компания КМГ собрала команду квалифицированных и опытных руководителей, имеющих подтвержденный опыт работы в данной отрасли и множество доказательств способности обеспечивать стабильный рост независимо от изменяющихся условий и изменчивости цен на нефть. Руководство Компании состоит из руководителей, имеющих в среднем 20 лет опыта работы в соответствующей сфере. Компания КМГ внедрила строгие правила корпоративного управления, приверженность которым подтверждается составом Правления. В Правлении имеется независимый Председатель, три независимых директора и четыре комитета (Аудиторский комитет, Комитет по выдвижению кандидатур и выплате вознаграждения, Комитет по стратегическому планированию и управлению портфелем и Комитет по вопросам ОТ, ТБ и ООС и по устойчивому развитию). Все члены комитеты возглавляются независимыми директорами, которые составляют большинство во всех таких комитетах. Члены Правления имеют большой опыт работы на международном уровне в нефтегазовой отрасли. Кроме того, Компания имеет большой опыт осуществления операций с использованием собственного и заемного капитала, включая выпуск еврооблигаций на сумму 750 миллионов долларов США, 3,25 миллиарда долларов США и 2,75 миллиарда долларов США соответственно в 2020 г., 2018 г. и 2017 г., а также участие КТО в программе «Народное IPO» в 2012 г.

Основные усилия направляются на обеспечение устойчивого развития

В декабре 2018 г. Компания КМГ учредила Комитет под управлением Совета директоров - Комитет по вопросам ОТ, ТБ и ООС и по устойчивому развитию, который осуществляет контроль в процессе реализации инициатив в сфере устойчивого развития.

Ключевые инициативы и организации, участником которых является КМГ, включают в себя инициативу Всемирного банка «Полное прекращение факельного сжигания газа к 2030 г.», Рейтинг экологической ответственности компаний, работающих в нефтегазовой отрасли Казахстана, составленный Всемирным фондом дикой природы, Международная ассоциация производителей нефти и газа (IOGP), Программы по борьбе с изменением климата и по обеспечению водной безопасности в рамках Проекта по раскрытию информации о выбросах углерода, а также Глобальная инициатива по метану. Компания ежегодно составляет отчеты о своей деятельности в сфере устойчивого развития с 2008 г., а с 2012 г. публикует отчеты в соответствии с требованиями Глобальной инициативы по отчетности. Руководствуясь требованиями международных инициатив в сфере устойчивого развития, компания КМГ придерживается принципов Глобального пакта ООН и осуществляет свою деятельность с учетом целей устойчивого развития.

Компания занимается разработкой концепции внутренних тарифов за выбросы углерода и методики оценки инвестиционных проектов с учетом нормативных требований к выбросам углерода. Кроме того, Компания планирует внедрить систему раскрытия финансовой информации, имеющей отношение к изменениям климата, в соответствии с принципами Рабочей группы по раскрытию финансовой информации, связанной с изменениями климата.

Компания разработала Программу развития, предусматривающую снижение выбросов углерода на 2022-2031 гг. («**Программа низкоуглеродного развития**»), в которой обозначаются цели Компании в области борьбы с изменениями климата, ключевые методы и показатели в области снижения выбросов углерода. Программа низкоуглеродного развития состоит из пяти ключевых разделов (принципы в области снижения выбросов углерода и ключевые тенденции, кадастр выбросов вредных парниковых газов КМГ, моделирование сценариев, стратегически важные пункты Программы низкоуглеродного развития, механизм реализации). Базовым годом программы является 2019 г. Помимо ключевых видов деятельности, предусмотренных данной Программой, КМГ разработала план мероприятий по снижению выбросов углерода, который может сыграть важную роль в реализации долгосрочной стратегии Компании по низкоуглеродному развитию, включая проекты по улавливанию, утилизации и хранению углерода и проекты по получению водородной энергии и по борьбе с изменениями климата и уничтожением лесов.

В соответствии с новым «Экологическим кодексом» Политика Компании в сфере охраны окружающей среды была обновлена в 2021г. в целях обеспечения сбора, накопления, хранения, анализа и распространения информации в сфере охраны окружающей среды. Кроме того, Компания приняла дополнительные обязательства по устойчивому использованию природных ресурсов и соблюдению принципов сохранения биологического разнообразия.

В июне 2022 г. Была утверждена Политика устойчивого развития компании КМГ, согласно которой КМГ принимает на себя обязательства по соблюдению принципов устойчивого развития и по обеспечению устойчивости при реализации принципов экономической, экологической и социальной ответственности на всех уровнях управления.

В сентябре 2022 г. агентство «Sustainalytics» присвоило компании КМГ рейтинг 28,5 по результатам оценки экологических, социальных и управленческих рисков (категория среднего риска). В сравнительном рейтинге компания КМГ заняла 18 место из 250 мировых нефтегазовых компаний по результатам оценки агентства «Sustainalytics».

Рейтинг КМГ стабильно поддерживается на одном уровне. У Компании отмечают активность в развитии местных сообществ, прозрачность выплат в государственный бюджет, а также за развитие и сохранение биологического разнообразия. Кроме того, в отчете агентства «Sustainalytics» отмечается оценка корпоративного управления КМГ и ее дочерних компаний, и отмечается приверженность компании высочайшим стандартам деловой этики.

КМГ придает большое значение охране здоровья и обеспечению безопасности своих сотрудников и местных сообществ при осуществлении любых видов деятельности. По мнению сотрудников Компания создает безопасные рабочие условия и соблюдает высочайшие стандарты в сфере охраны здоровья и обеспечения безопасности на производстве. В 2021 г. количество несчастных случаев на производстве снизилось на 7% по сравнению с предыдущим годом (с 30 случаев в 2020 г. до 28 случаев в 2021 г.), при этом количество травм аналогично количеству травм, полученных в прошлом году. С 2021 г. Компания поэтапно внедряет Систему управления безопасностью производственных процессов на производственных предприятиях КМГ в целях предотвращения крупных катастроф (аварийные ситуации, несчастные случаи и пожары). Компания осуществляет управление в области профессиональной гигиены труда в соответствии с требованиями законов Республики Казахстан и международных стандартов в области профессиональной гигиены. Компания КМГ уделяет особое внимание реализации и усовершенствованию системы охраны здоровья сотрудников независимо от того, в каких производственных процессах они участвуют.

Компания также уделяет внимание вопросам социальной ответственности. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., Компания инвестировала 5 миллиардов тенге в объекты социальной инфраструктуры, включая инженерные сети, спортивные учреждения, учреждения здравоохранения и др. В июне 2022 г. была утверждена Политика Компании в области прав человека и связей с общественностью в целях усовершенствования мер предотвращения и

устранения негативного влияния деятельности Компании на права человека, а также для того, чтобы заинтересованные стороны предоставили гарантии, которые компания КМГ дает своим сотрудникам.

Стратегия

Компания видит себя как вертикально-интегрированную нефтегазовую компанию, соответствующую высочайшим стандартам безопасности и принципам устойчивого развития, нацеленную на получение максимальных финансовых результатов. Компания стремится к тому, чтобы осуществлять добычу природных ресурсов эффективно и рационально в целях обеспечения энергетической безопасности, развития и процветания Казахстана с заботой о будущих поколениях, и придерживается следующих стратегических направлений в своей коммерческой деятельности:

- Создание дополнительной стоимости Цели:
  - Достаточная база ресурсов для обеспечения роста Компании.
  - Повышение эффективности цепочки добавленной стоимости Компании.
  - Диверсификация коммерческой деятельности и расширение портфеля продукции.
- Устойчивое развитие и переход к энергетической безопасности. Цели:
  - Устойчивое развитие и поэтапное снижение выбросов углерода в процессе осуществления деятельности.

Создание дополнительной стоимости

Компания занимается осуществлением традиционных видов деятельности в сфере добычи углеводородного сырья и согласно данным аналитических отчетов по ситуации на мировом рынке нефти к 2045 г. нефть по-прежнему будет использоваться в качестве основного вида топлива, а спрос на нее во всем мире составит 27,5%[6]

Геологоразведка и добыча. Компания планирует обеспечить увеличение количества запасов за счет органического и неорганического роста посредством реализации стратегической инициативы «Включение в государственный баланс запасов, обнаруженных в рамках проектов по разведке и дополнительной разведке, как на суше, так и в море». В результате чего Компания планирует увеличить количество запасов нефти на 299 миллионов тонн и ускорить перевод запасов в стадию производства.

Для устранения последствий естественного снижения производительности текущих активов Компания будет продолжать принимать меры по повышению эффективности эксплуатационной деятельности в целях обеспечения максимальной продуктивности скважин, такие как начало эксплуатации новых месторождений Рожковское, Урихтау и Каламкас-море, Хазар. В результате реализации инициатив, направленных на обеспечение производительности текущих активов, Компания планирует обеспечить объем добычи нефти 240 миллионов тонн в периоде с 2022 г. по 2031 г. (24 миллионов тонн в год в среднем).

Компания, владеющая акциями крупнейших нефтегазовых предприятий, успешно справляется с защитой национальных интересов в рамках крупнейших проектов. Основные стратегические инициативы, связанные с крупнейшими нефтегазовыми объектами КМГ ТШО, ТОО «КМГ Карачаганак» **(«КМГ Карачаганак»)** и КМГ Кашаган:

- Успешная реализация проектов расширения пропускной способности, продления и поддержания полки добычи нефти в рамках крупнейших проектов в нефтегазовой отрасли;

[6] *Источники: OPEC's World Oil Outlook 2045, 2020, S&P Global.*

- Усиление позиции КМГ в рамках крупнейших проектов в нефтегазовой отрасли; и
- Извлечение прибыли с использованием газа.

Компания продолжит направлять усилия на обеспечение эффективного управления деятельностью на нефтяных месторождениях в целях стабилизации объемов добычи нефти.

Транспортировка и хранение нефти. Компания планирует стабильно обеспечивать транзит российской нефти в Китай на уровне как минимум 10 миллионов тонн в год после 2023 г., поставляя на ПКОП и ПНХЗ западно-казахстанскую нефть, а также увеличить объем экспорта нефти в Китай, при условии наличии достаточной ресурсной базы и экономической рентабельности. В сфере транспортировки морским транспортом Компания направляет усилия на поддержание своего статуса среди транспортных компаний по качеству и эффективности своих транспортных услуг, как в Каспийском регионе, так и за его пределами. Компания планирует воспользоваться эффектом взаимного усиления всех сфер деятельности и активов Группы и заниматься разработкой перспективных направлений деятельности в сфере морских перевозок при условии наличия спроса и подтвержденной рентабельности.

Маркетинг и реализация Эффективное управление технологическими системами, сокращение времени простоев производственного оборудования, обеспечение контроля в процессе производства позволит увеличить глубину переработки на НПЗ и обеспечить максимальный объем производства усовершенствованного ассортимента продукции. В 2031 г. Компания планирует увеличить глубину переработки на НПЗ как минимум до 89%.

Компания также принимает комплексные меры для обеспечения производства легких нефтепродуктов с высокой рентабельностью, включая производство нефтехимической продукции на АНПЗ, также Компания работает над предотвращением дефицита определенных легких нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Маркетинг и логистика. Удовлетворение спроса на внутреннем рынке, а также повышение эффективности деятельности в сфере маркетинга и логистики - основные задачи Компании. Для выполнения этих задач Компания реализует следующие стратегические инициативы:

- Обеспечение постоянного контроля цепочки добавленной стоимости; и
- Паритет для поставщиков нефти на экспорт и на внутренний рынок.

В целях увеличения выручки от экспорта казахстанской нефти в текущих условиях, принимая во внимание геополитические риски, Компания работает над решением следующих ключевых задач:

- обеспечение готовности альтернативных маршрутов (Транскаспийский маршрут через Баку и Иран, возможное расширение пропускной способности Казахстанско-китайского трубопровода и морского порта Актау, увеличение парка танкеров);
- заключение долгосрочных контрактов с конечными пользователями; и
- в июне 2022 года, был внедрен новый бренд нефти – KEBCO (Kazakhstan export blend crude oil) для выделения нефти казахстанского происхождения на международном рынке.

Нефтехимическое производство. Компания будет принимать активное участие в развитии местной нефтехимической отрасли, принимая во внимание поддержку, которую Правительство оказывает в целях развития нефтехимической отрасли, что также является мощным стимулом развития национальной экономики, поскольку нефтехимическая отрасль влияет оказывает умноженное воздействие на всю страну. Компания занимается разработкой проектов в нефтехимической отрасли, направленных на производство полипропилена и полиэтилена, и

планирует запустить проект производства бутадиена. Основным источником ресурсов в рамках проекта будет газ и газовые деривативы с месторождения Тенгиз (пропан, этан, бутан и т.д.).

Устойчивое развитие и переход к энергетической безопасности.

Компания внедряет принципы устойчивого развития во всех бизнес-процессах и при принятии решений в целях обеспечения согласованности приоритетов в сфере экономики и экологии и в социальной сфере и задач корпоративного управления, а также в целях обеспечения соответствия государственным и международным стандартам в сфере охраны окружающей среды, социальных вопросов и внутрикорпоративных отношений. Компания обеспечивает устойчивость во всех сферах деятельности, разрабатывает программу охраны здоровья сотрудников, осуществляет подготовку к переходу к энергетической безопасности и работает над снижением выбросов углерода.

В условиях повышения значимости вопросов изменения климата и ужесточение регулирования выбросов углерода КМГ утвердила «Программу низкоуглеродного развития». Данная Программа предусматривает включение вопросов низкоуглеродного развития в систему корпоративного управления, как неотъемлемой части, и определяет направление деятельности Компании в сфере снижения выбросов углерода. Данный документ направлен главным образом на обозначение планов Компании в связи с изменениями климата, определение ключевых методов и инициатив в сфере снижения выбросов углерода посредством анализа имеющегося потенциала, определение основных направлений развития и повышения готовности Компании.

Ключевые направления, в которых следует двигаться для выполнения задач, предусмотренных «Программой низкоуглеродного развития»:

- Повышение энергоэффективности предприятий;
- Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии в рамках
- К 2031 г. Компания планирует достичь следующих результатов:

  - Снижение прямых и непрямых выбросов двуокиси углерода на 15% (эквивалент 1,6 миллионов тонн двуокиси углерода) в сравнении с показателями 2019 г. посредством экономии ресурсов, повышения энергоэффективности и реализации проектов в сфере использования возобновляемых источников энергии. Это ключевой показатель эффективности деятельности в рамках Программы низкоуглеродного развития, для достижения которого запланировано снижение объемов потребления энергии и выбросов углерода в производственных секторах КМГ, таких как геологоразведка и добыча, крупные НПЗ, производство битума, переработка газа и транспортировка;
  - Снижение объемов потребления энергии и выбросов углерода на производственных объектах как минимум на 10%;
  - Увеличение доли возобновляемых источников энергии в общем объеме потребления энергии до 15%;
  - Категория среднего риска по результатам оценки экологических, социальных и управленческих рисков;
  - Полное прекращение факельного сжигания газа;
  - Реализация Программы измерений, контроля и развития в целях снижения утечек метана;
  - Внедрение природосберегающих решений в целях сокращения выбросов углерода;

- Реализация программ планирования и контроля энергопотребления во всех дочерних и аффилированных компаниях; и
- Повышение рейтинга в сфере борьбы с изменениями климата в рамках международной инициативы «Проект по раскрытию информации о выбросах углерода».

Основные инвестиции

Недавние и текущие основные инвестиции

На дату настоящего Проспекта, инвестиционный портфель Компании включает проекты по всем направлениям деятельности, направленные на увеличение ресурсной базы и повышение эффективности по всей цепочке наращивания стоимости. В 2021 году инвестиционный портфель составил 58 890,5 миллиардов тенге, в том числе 14 872,7 миллиардов тенге, приходящихся на Компанию. В рамках управления портфелем Компания продолжает работу по определению приоритетности своих проектов, принимая решения о любых новых инвестициях с учетом их жизнеспособности, уровня стратегической приоритетности, рисков и капиталоемкости.

Инвестиционный портфель Компании включает в себя ряд проектов как в традиционных областях, таких как разведка, транспортировка и переработка нефти, так и в новых областях, таких как нефтехимия и устойчивое развитие. Ожидается, что «зеленые» проекты будут добавлены в портфель в ближайшее время.

Вид проекта	**Инвестиционный портфель на 2021 год и расходы, относящиеся к Компании**	
	тенге (миллиарды)	**%**
Разведка и добыча	13 918,2	93,6
Инфраструктурные объекты	618	4,11
Транспортировка и переработка	143,5	1
Маркетинг и реализация	95,2	0,64
Нефтехимия	94,2	0,63
Прочее	3,6	0,02
Итого	14 872,7	100

Наряду с принципиальным улучшением инвестиционного климата Компания также работает над достижением поставленных целей. В 2021 году Компания успешно реализовала пять инвестиционных проектов по различным направлениям:

- Устранение узких мест газа КПО (КГДБН) и установка 4-го нагнетательного компрессора;
- строительство и модернизация самоподъемной плавучей буровой установки «Сатти»;
- развитие розничной сети в Черноморском регионе. Этап 1: строительство 25 АЗС в Румынии в 2018–2020 гг. (KMG International);
- строительство воздушно-азотного компрессора для KPI.

Разведка и добыча

Значительная часть инвестиционного портфеля Компании связана с проектами по разведке и добыче нефти и газа на суше и на море. В 2021 году проекты по разведке и добыче, приходящиеся на долю Компании, составили 13 929 миллиардов тенге (93,6%).

Для успешной реализации шельфовых проектов на Каспии (в том числе в партнерстве с Лукойл) Компания развивает соответствующую сервисную инфраструктуру. В 2021 году Компания завершила модернизацию первой в Казахстане СПБУ «Сатти». Это был совместный проект с Caspian Drilling Company Ltd и British Petroleum.

Продолжается работа по добавлению новых запасов за счет доразведки существующих месторождений на суше. Например, мы продолжаем работу по разведке месторождений С. Нуржанов и Западный Карасор ЭМГ для увеличения запасов углеводородов. На Восточном Урихтау и проекте разработки Рожковского месторождения ведется опытно-промышленная добыча, начало промышленной добычи ожидается в 2023–2024 годах.

На Тенгизе Компания реализует проект будущего расширения/проект поддержания устьевого давления. Проекты по поддержанию уровня добычи на Карачаганакском месторождении реализуются в соответствии с планом. В 2021 году мы успешно завершили проект по расконсервации газа КПК (KGDBN). В 2022 году завершен проект установки 4-го нагнетательного компрессора (4ICP).

Транспортировка и переработка

В течение года была достигнута цель 2 этапа второй очереди строительства трубопровода ККТ с увеличением пропускной способности до 20 миллионов тонн в год. В рамках проекта мы запустили первую очередь реверса на участке трубопровода Кенкияк — Атырау производительностью до 6 миллионов тонн в год.

Ключевая инициатива КМГ здесь — проект по устранению узких мест в трубопроводе КТК, что позволит увеличить пропускную способность трубопровода КТК до 72,5 миллионов тонн в год.

В 2021 году проекты Компании по транспортировке нефти составили 95,2 миллиардов тенге (1%).

Маркетинг и реализация

В 2021 году Компания завершила амбициозную инвестиционную программу по модернизации трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане. В результате реализации данной программы Компания нарастила мощности по переработке и улучшила качество продукции, полностью обеспечила внутренний спрос на нефтепродукты и расширила их экспорт на региональный рынок.

KMG International завершает строительство 25 АЗС (Этап 1) в Румынии для построения розничной сети по реализации нефтепродуктов.

Компания также запустила проекты на Павлодарском НПЗ по удалению соединений серы из СУГ и производству зимнего дизельного топлива. Эти проекты направлены на снижение выбросов вредных веществ в окружающую среду, увеличение выхода светлых нефтепродуктов и улучшение продуктовой линейки Павлодарского НПЗ. Запуск блоков запланирован на 2023 и 2024 годы соответственно.

В 2021 году проекты Компании по переработке и реализации нефтепродуктов составили 95,2 миллиардов тенге (0,64%).

Нефтехимия

Компания участвует в реализации нескольких нефтехимических проектов в основном в Атырауской области Казахстана.

В 2021 году Компания завершила инфраструктурный проект по строительству воздушного и азотного компрессора для KPI на объекте строительства завода полипропилена.

В 2021 году нефтехимические проекты Компании составили 94,2 миллиардов тенге (0,63%).

Инфраструктурные проекты

Компания реализует определенные инфраструктурные проекты, чтобы помочь обществам в регионах Казахстана, в которых Группа осуществляет свою деятельность:

- модернизация вопровода Астрахань-Мангышлак (собственность и управление дочерней компании КТО);
- строительство опреснительной установки в г. Кендерли мощностью 50 000 куб.м в сутки;
- строительство нового газоперерабатывающего завода в г. Жанаозене; и
- проект TAZALYQ на Атырауском НПЗ.

В 2021 году инвестиции Компании в инфраструктурные проекты составили 618 миллиардов тенге (4,11%).

Текущий статус

За год, закончившийся 31 декабря 2022 года, запланированные в бюджете капитальные затраты составляют 644,6 миллиардов тенге, из которых 163,6 миллиардов тенге были израсходованы по состоянию на 30 июня 2022 года. Наиболее значительные капитальные затраты Компании, предусмотренные в бюджете на 2022 год, включают геологоразведочные проекты («Каламкас море», «Женис», «Исатай», «Абай», «Курмангазы», «Восточный Бектурлы», «Тургай Палеозой»), а также некоторые проекты от имени Самрук-Казына («Строительство газоперерабатывающего завода в г. Жанаозене», «Строительство завода по опреснению морской воды в г. Кендерли мощностью 50 000 кубометров в сутки», «Строительство газоперерабатывающего завода QazaGaz»).

Информацию о капитальных затратах за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, 31 декабря 2021 года, 31 декабря 2020 года и 31 декабря 2019 года, по бизнес-сегментам смотрите в разделе «*ОБЗОР ОПЕРАЦИОННОЙ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ – Общие капитальные затраты*».

Капитальные затраты на проекты совместных предприятий Компании финансируются на уровне соответствующего совместного предприятия. Ожидается, что капитальные затраты на эти проекты будут финансироваться без обращения к Компании.

Будущие инвестиции

На дату настоящего Проспекта Компания оценивает свои капитальные затраты в размере 720-850 миллиардов тенге ежегодно в течение следующих трех лет, из которых 40% будет направлено на инвестиционные проекты и 60% на поддержание текущей деятельности. Компания намерена финансировать эти капитальные затраты за счет сочетания собственных и заемных средств.

Запасы

Согласно отчету D&M по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владела следующими запасами:

- *Общее количество подтвержденных извлекаемых запасов* - 2 736 828 тысяч баррелей (359 107 тысяч тонн) нефти и конденсата и 4 692 296 миллионов кубических футов (132 872 миллионов кубических метров) товарного газа.

- *Общее количество вероятных извлекаемых запасов* - 1 181 942 тысячи баррелей (155 452 тысячи тонн) нефти и конденсата и 454 507 миллионов кубических футов (12 865 миллионов кубических метров) товарного газа.

- *Общее количество предполагаемых извлекаемых запасов* - 693 529 тысяч баррелей (92 823 тысячи тонн) нефти и конденсата и 998 699 миллионов кубических футов (28 280 миллионов кубических метров) товарного газа.

Также согласно Отчету D&M по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владела неопределенно-рентабельными извлекаемыми запасами 3C нефти и конденсата в размере 1 594 339 тысяч баррелей.

Компания не ожидает каких-либо существенных отклонений в оценках запасов по состоянию на 31 декабря 2022 года, за исключением простой переоценки резервов дочерними компаниями, ассоциированными и совместными предприятиями Компании в результате приобретения 50% доли в КМГ Кашаган 15 сентября 2022 года.

Компания ежегодно в конце каждого года привлекает внешнее компетентное лицо для подготовки отчета о запасах с использованием методологии PRMS.

Имеющиеся у Компании 2 250 474 тысяч баррелей извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов нефти и конденсата и 3 371 683 миллионов кубических футов (95 476 миллионов кубических метров) извлекаемых подтвержденных и вероятных запасов товарного газа находятся на мега-месторождениях Тенгиз и Королевское, Кашаган и Карачаганак, каждое из которых разрабатывалось совместно с партнерами, являющимися мировыми лидерами в данной отрасли.

В следующей таблице представлены данные об извлекаемых подтвержденных и вероятных запасах, имеющихся у Компании по состоянию на 31 декабря 2021 г (расчетные значения по периоду рентабельной разработки соответствующих месторождений):

Компания	структура владения	% доли владения[1]	Нефть и конденсат		NGL		Реализация газа				Итого		% от итого	
			(баррелей в тысячах)	*(тонны в тысячах)*	*(баррелей в тысячах)*	*(тонны в тысячах)*	*(кубические футы в миллионах)*	*(бнэ в миллионах)*[3]	*(кубические метры в миллионах)*	*(тнэ в миллионах)*[4]	*(бнэ в миллионах)*[3]	*(тнэ в миллионах)*[4]	*бнэ*[3]	*тнэ*[4]
ТШО	СП	20,00	**1 056 045**	**134 655**	**206 053**	**17 413**	**1 848 120**	**308,1**	**52 333**	**40,4**	**1 570,2**	**192,5**	**31,5%**	**29,9%**
НКОК	СП	8,44[2]	**1 011 450**	**128 325**	**-**	**-**	**392 720**	**65,5**	**11 121**	**8,6**	**1 076,9**	**136,9**	**21,6%**	**21,2%**
КПО	СП	10,00	**182 978**	**22 749**	**-**	**-**	**1 130 843**	**188,5**	**32 022**	**24,7**	**371,5**	**47,5**	**7,5%**	**7,4%**
ММГ	СП	50,00	**306 613**	**43 186**	**-**	**-**	**126 494**	**21,1**	**3 579**	**2,8**	**327,7**	**46,0**	**6,6%**	**7,1%**
ОМГ	доч.комп.	100,00	**697 644**	**95 085**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**697,6**	**95,1**	**14,0%**	**14,8%**
ЭМГ	доч.комп.	100,00	**279 817**	**38 742**	**-**	**-**	**42 134**	**7,0**	**1 192**	**0,9**	**286,8**	**39,7**	**5,8%**	**6,2%**
Казгермунай	СП	50,00	**55 554**	**7 222**	**-**	**-**	**48 908**	**8,2**	**1 386**	**1,1**	**63,7**	**8,3**	**1,3%**	**1,3%**
CCEL	СП	50,00	**128 283**	**19 141**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**128,3**	**19,1**	**2,6%**	**3,0%**
PKI	ассоц. предпр.	33,00	**3 410**	**424**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,4**	**0,4**	**0,1%**	**0,1%**
Казахойл Актобе	СП	50,00	**47 528**	**6 284**	**-**	**-**	**103 256**	**17,2**	**2 924**	**2,3**	**64,7**	**8,5**	**1,3%**	**1,3%**
УО	доч.комп.	100,00	**25 110**	**3 159**	**-**	**-**	**527 238**	**87,9**	**14 928**	**11,5**	**113,0**	**14,7**	**2,3%**	**2,3%**
Итого по другим компаниям	**н.п.**	**н.п.**	**124 338**	**15 587**	**-**	**-**	**927 090**	**154,5**	**26 252**	**20,3**	**278,9**	**35,9**	**5,6%**	**5,6%**
Итого	**н.п.**	**н.п.**	**3 918 771**	**514 559**	**206 053**	**17 413**	**5 146 803**	**858,0**	**145 737**	**112,6**	**4 982,8**	**644,6**	**100%**	**100%**

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2021 года.

(2) Представляет долю Компании размером 8,44% в НКОК и не включает в себя долю размером 8,44%, приобретенную Компанией у Самрук-Казына 15 сентября 2022 года.

(3) Данные по товарному газу были конвертированы из миллиардов кубических футов в баррели нефтяного эквивалента с использованием установленного Компанией показателя - 0,1667.

(4) Данные по товарному газу были конвертированы из миллиардов кубических метров в тонны нефтяного эквивалента с использованием установленного Компанией показателя - 0,7728.

Смотрите *«Факторы риска—Риски, связанные с деятельностью Компании— Представленные объемы и и классификация запасов сырой нефти и газа Компании зависят от достоверных интерпретаций, допущений и суждений», и «Представление финансовой и другой*

информации—Представление определенной информации, касающейся дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний».

Разведка и добыча

Обзор

Компания является крупным производителем нефти и газа в Казахстане. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., Компания осуществляла добычу 444 000 баррелей нефти в день (21 651 тысяч тонн), что составляет 25% от общего объема добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане в 2021 г. по данным Бюро статистики. Крупнейшие производители нефти и конденсата среди дочерних предприятий Компании и предприятий, в которых Компания имеет долю участия: ТШО, НКОК и КПО, на долю которых приходилось, соответственно, 24,5%, 6,2% и 4,8% от общего объема добычи сырой нефти и конденсата Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Кроме того, за год по состоянию на 31 декабря 2021 год, Компания осуществила добычу 8 миллиардов кубических метров газа (включая пропорциональную долю совместных предприятий и ассоциированных компаний), что составляет 15% от общего объема добычи газа в Казахстане в 2021 г. по данным Бюро статистики. Крупнейшие производители газа среди дочерних предприятий Компании и предприятий, в которых Компания имеет долю: ТШО и КПО, на долю которых приходится 36,6% (или 2 953 миллиардов кубических метров) и 23,5% (или 1 898 миллиардов кубических метров) в общем объеме добычи газа Компании в 2021 году, соответственно.

Некоторые виды деятельности Компании в сфере разведки и добычи относятся к категории «производственные и поисковые активы», в то время как другие - к категории «проекты по разведке». К производственным и поисковым активам относятся дочерние компании и совместные предприятия, работающие на месторождениях, на которых в данный момент ведется добыча или разведка на основании разрешения, полученного от Министерства энергетики. К проектам по разведке относятся дочерние компании и совместные предприятия, которые в данный момент не получили от Министерства энергетики разрешения на добычу и находятся на этапе разведки. В целом, по завершении программы предварительной геологоразведки, при условии утверждения проекта Министерством энергетики, проект переходит на этап разработки и переводится в категорию производственных и поисковых активов. На дату подготовки настоящего Проспекта Компания занимается реализацией 9 крупных проектов по разведке.

Производственные и поисковые активы

В следующей таблице представлены данные по объему производства консолидированных дочерних компаний и неконсолидированных совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанный период:

		За год по состоянию на 31 декабря											
		2021 г.				2020 г.				2019 г.			
Компания и месторождение	**доля владения в процентах[1]**	**Нефть и газовый конденсат**		**Попутный газ**		**Нефть и газовый конденсат**		**Попутный газ**		**Нефть и газовый конденсат**		**Попутный газ**	
		(тыс. тонн)	*(миллионов баррелей)*	*(миллионов кубометров)*	*(миллиард кубических футов)*	*(тыс. тонн)*	*(миллионов баррелей)*	*(миллионов кубометров)*	*(миллиард кубических футов)*	*(тыс. тонн)*	*(миллионов баррелей)*	*(миллионов кубометров)*	*(миллиард кубических футов)*
ТШО	20,00	**5 311**	**42**	**2 953**	**104**	**5 292**	**42**	**2 950**	**104**	**5 958**	**48**	**3 258**	**115**
НКОК	16,88[3]	**1 344**	**11**	**818**	**29**	**1 253**	**10**	**758**	**27**	**1 169**	**9**	**700**	**25**
КПО[2]	10,00	**1 034**	**8**	**1 898**	**67**	**1 094**	**9**	**2 021**	**71**	**1 015**	**8**	**1 861**	**66**
ММГ	50,00	**2 944**	**21**	**376**	**13**	**2 977**	**22**	**334**	**12**	**3 204**	**23**	**394**	**14**
ЭМГ	100,00	**2 522**	**18**	**202**	**7**	**2 601**	**19**	**217**	**8**	**2 900**	**21**	**260**	**9**
ОМГ	100,00	**5 332**	**39**	**665**	**23**	**5 347**	**39**	**726**	**26**	**5 586**	**40**	**709**	**25**
Казгермунай	50,00	**727**	**5**	**185**	**7**	**778**	**6**	**188**	**7**	**1 114**	**8**	**224**	**8**
КБМ	50,00	**1 048**	**7**	**31**	**1**	**1 001**	**7**	**27**	**1**	**1 082**	**7**	**27**	**1**
PKI	33,00	**600**	**5**	**125**	**4**	**661**	**5**	**142**	**5**	**844**	**7**	**181**	**6**
Казахойл Актобе	50,00	**298**	**2**	**412**	**15**	**295**	**2**	**361**	**13**	**320**	**2**	**348**	**12**
Прочее	100,00	**492**	**4**	**415**	**15**	**454**	**3**	**468**	**17**	**426**	**3**	**493**	**17**
Итого	—	**21 651**	**162**	**8 081**	**285**	**21 752**	**163**	**8 191**	**289**	**23 618**	**177**	**8 455**	**299**

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2021 г.

(2) Признавая, что КПО - это консорциум, осуществляющий деятельность по соглашению о совместной разработке, Компания также имеет долю в КПО согласно методу пропорциональной консолидации.

(3) доля в размере 8,44% была приобретена Компанией у Самрук-Казына в сентябре 2022 г. в дополнение к доле в размере 8,44%, которая уже имелась у Компании до момента приобретения.

В следующей таблице представлены определенные данные по производственной деятельности и по деятельности, связанной с разработкой, которую осуществляет Компания и ее дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные компании на своих крупных месторождениях по состоянию на 31 декабря 2021 г.:

Компания и месторождение	**Доля владения в процентах**	**Форма владения**	**Год начала**	**Дата истечения срока действия Соглашения**	**Добычные скважины**	**Нагнетательные скважины**
ТШО:	20,00	СП	—	—	—	—
Тенгизское и Королевское месторождения	—	—	1993	2033	201	8
НКОК:	16,88 [2]	СП	—	—	—	—
Кашаганское месторождение	—	—	2001	2041	33	6
КПО:[1]	10,00	СП				
Карачаганакское месторождение	—	—			150	17
Месторождения ММГ:	50,00	СП	1967-1992	2028	3 135	1 086
Месторождения ЭМГ	100,00	дочернее предприятие	В период 1931-2020 гг.	В период 2022-2048 гг.	2 045	351
Месторождение Узень	100,00	дочернее предприятие	1965	2036	3 803	1 086
Месторождения Казгермунайгаз:	50,00	СП	1994	Заявка на продление контракта до 2034 года для	194	57

Компания и месторождение	Доля владения в процентах	Форма владения	Год начала	Дата истечения срока действия Соглашения	Добычные скважины	Нагнетательные скважины
				рассмотрения в Минэнерго. Актуально до 2024 г.		
Месторождения CCEL:	50,00	СП	—	—	—	—
Месторождение Каражанбас	—	—	1997	2035	2 965	783
Месторождения «ПетроКазахстан Инк.»:	33,00	Партнеры	—	—	—	—
ПККР	—	—	В период 1990-2018 гг.	В период 2024-2043 гг. Заявка на продление контракта до 2037 года для рассмотрения в Минэнерго. Актуально до 2023 г.	415	219
Месторождения «Казахойл Актобе»:	50,00	СП	1999		101	33
Другие месторождения	—	н.п.	В период 1994-2008 гг.	В период 2035-2047 гг.	36	7
Итого	—	—	—	—	12 982	3 622

Примечания:

(1) Поскольку КПО - это консорциум, осуществляющий деятельность по соглашению о совместной разработке, Компания также имеет долю в КПО согласно методу пропорциональной консолидации.

(2) Доля в размере 8,44% была приобретена Компанией у Самрук-Казына в сентябре 2022 г. В дополнение к доле в размере 8,44%, которая уже имелась у Компании до момента приобретения.

В следующей таблице представлены определенные данные по новым скважинам пробуренным Компанией и ее дочерними компаниями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями на своих крупных месторождениях по состоянию на указанные даты и периоды:

	Новые скважины							
	Добычные скважины	Другие скважины	Добычные скважины	Другие скважины	Добычные скважины	Другие скважины	Добычные скважины	Другие скважины
	По состоянию на 30 июня 2022 г.		За год по состоянию на 31 декабря					
	2022 г.	2022 г.	2021 г.	2021 г.	2020 г.	2020 г.	2019 г.	2019 г.
ТШО	5	3	7	9	15	3	34	5
НКОК	0	0	0	0	0	0	0	0
КПО	159(3)	20(2)	158*	20(2)	158(2)	19(2)	156(3)	18(2)
ММГ	78	7	141	29	169	14	66	10
ЭМГ	11	0	21	0	34	0	45	0
ОМГ	67	18	141	50	125	60	106	46
Казгермунай	0	0	6	4	8	15	16	0
CCEL (КБМ)	72	9	100	10	76	6	91	17
Месторождения ПККР:	3	0	6	8	20	6	19	0
Казахойл Актобе	1	0	2	0	0	0	0	0
Другие месторождения	0	1	2	0	0	0	9	5
Итого	232	35	418	102	434	101	**443**	**112**

Примечание:

(1) КПО - это консорциум, осуществляющий деятельность по соглашению о совместной разработке, Компания также имеет долю в КПО согласно методу пропорциональной консолидации.

(2) Нагнетательные скважины.

(3) Общее количество добычных скважин (эксплуатируемых и не эксплуатируемых).

Мегаместорождения

ТШО

ТШО является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 060011, Казахстан, г. Атырау, улица Сатпаева, 3. Компания ТШО владеет одним крупнейшим месторождением в Казахстане и является самым значимым совместным предприятием Компании по объемам добычи нефти, также данная компания являлась ключевой составляющей роста объемов добычи Компании в 2021 г., 2020 г. и в 2019 г. ТШО осуществляет эксплуатацию месторождения Тенгиз в западном Казахстане, которое является одним из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объемам установленных запасов. ТШО также осуществляет эксплуатацию расположенного рядом месторождения Королевское. Правительство предоставило компании ТШО исключительные права на разработку месторождений вблизи Каспийского моря (сюда относятся месторождения Тенгиз и Королевское) по индивидуальным соглашениям (а не по контрактам на недропользование), срок действия которых ТШО может продлить далее до 2033 г.

Тенгизское и Королевское месторождения

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем принадлежащих Компании установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата на месторождениях Тенгиз и Королевское составлял 134 655 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 52 333 миллионов кубических метров, что составляет, соответственно, 26,1% и 35,9% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа.

Месторождение Тенгиз, расположенное в Атырауской области в южной части Прикаспийского- бассейна площадью 500 000 кв. км. в северо-восточной части Каспийского моря, было открыто в 1979 г., добыча на месторождении была начата в 1991 г. Площадь нефтеносного пласта месторождения Тенгиз составляет 110 кв. км. в верхней части и 400 кв. км. у основания. Максимальная толщина пласта до нижней части - около 1,5 км. Верхняя часть пласта располагается на высоте 3850 метров ниже уровня моря. Самая низкая точка по имеющимся данным располагается на высоте 5 429 метров ниже уровня моря. Нефтеносный пласт месторождения Тенгиз входит в состав крупного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 50 км., в который входят месторождения Королевское, Каратон, Тажигали и Пустынное.

Королевское месторождение расположено в 20 км к северо-востоку от месторождения Тенгиз. Геологоразведочные работы и разведочное бурение были начаты в 1982 г. - год открытия месторождения.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Тенгиз включал 201 добычную скважину и 8 нагнетательных скважин, включая 16 новых скважин, пробуренных в 2021 г. На долю Компании на месторождении Тенгиз приходилась добыча 5,3 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 5,3 миллионов тонн сырой нефти в 2020 г. и 5,9 миллионов тонн сырой нефти в 2019 г., что составляет, соответственно, 24,5%, 24,3% и 25,2% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году добычные скважины месторождения Тенгиз добывали в среднем 14 550 тонн сырой нефти в сутки, приходящихся на долю Компании.

На долю Компании на месторождении Тенгиз приходилась добыча 2 953 миллионов кубических метров попутного газа в 2021 г., 2 950 миллионов кубических метров попутного газа в 2020 г. и 3 258 миллионов кубических метров попутного газа в 2019 г., что составляет, соответственно, 36,5%, 36,0% и 38,5% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Поскольку в нефти, добываемой на месторождении Тенгиз, высокое содержание серы, компания также осуществляет продажу серы на рынке. Компания ТШО осуществила продажу 2,6 миллионов тонн серы в 2021 г., 2,5 миллионов тонн серы в 2020 г. и 2,5 миллионов тонн серы в 2019 г.

Операционные соглашения

ТШО - это совместное предприятие с участием Компании (20%), «Chevron Overseas Company» (50%), «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» (25%) и «Lukoil International GmbH» (5%). Компания ТШО была учреждена в соответствии с законодательством Республики Казахстан 6 апреля 1993 г. на срок в 40 лет, который может быть продлен по договоренности всех сторон. В своей деятельности компания ТШО руководствуется рядом соглашений, включая соглашение об учреждении и проектных соглашений, подписанных Компанией. Информация о соглашениях, имеющих отношение к эксплуатационной деятельности и внутреннему управлению ТШО представлена в разделе *«Общая информация - Существенные контракты - Отношения между Компанией и ТШО».*

Проекты расширения

ТШО занимается реализацией проекта будущего расширения (ПБР) на месторождении Тенгиз, направленного на повышение производительности нефтяного месторождения и пропускной способности предприятия ТШО с применением производственных процессов, запущенных в рамках проекта Завода второго поколения и Проекта по закачке кислого газа, которые были завершены в 2008 г. Помимо ПБР ТШО также занимается реализацией проекта управления устьевым давлением (ПУУД). Реализация ПБР и ПУУД осуществляется в формате единого проекта с целью получения преимуществ, используя взаимодополняющие структуры и процессы. Эти два проекта тесно связаны и реализуются с использованием одних и тех же инженерных сетей, источников питания, систем распределения, инфраструктуры и систем сбора.

В ноябре 2013 г. Правительство и ТШО заключили меморандум о взаимопонимании с целью поддержки деятельности в сфере инвестирования, образования, профессионального обучения и трудоустройства в Казахстане в рамках реализации проектов ПБР и ПУУД. В рамках этих двух проектов в Казахстане было создано около 48 000 рабочих мест на этапе строительных работ и непосредственно после запуска проекта, также ожидается создание около 1000 постоянных рабочих мест.

В ноябре 2020 г. Компания ТШО объявила об успешном досрочном завершении транспортировки всех модулей, необходимых для выполнения строительных работ в рамках ПБР-ПУУД. В рамках ПБР-ПУУД предусматривается строительство завода по переработке сырой нефти, объектов закачки сырого газа, объектов повышения давления, а также реализация программы бурения скважин, которая была завершена. По состоянию на 1 июля 2022 г. строительные работы в рамках ПБР и ПУУД были завершены на 92%. ПБР позволит увеличить объемы добычи сырой нефти примерно на 12 миллионов тонн в год примерно до 39-40 миллионов тонн в год. В 2022 г. Компания объявила о том, что объекты, построенные в рамках ПУУД, будут введены в эксплуатацию в конце 2023 г., а объекты, построенные в рамках ПБР - в середине 2024 г. ПУУД является неотъемлемой частью ПБР, поскольку предполагается что он позволит существенно снизить динамическое устьевое давление посредством установки объектов повышения давления и увеличения пропускной способности системы сбора.

Несмотря на то, что изначально стоимость проектов ПБР и ПУУД оценивалась в 36,8 миллиарда долларов США, компания ТШО столкнулась с дополнительными затратами и в 2019 г. объявила, что стоимость проектов составит 46,5 миллиарда долларов США (включая резерв на покрытие непредвиденных расходов в размере 1,3 миллиарда долларов США). Компания ТШО планирует оплатить всю стоимость проекта, используя собственные денежные потоки, и, в случае необходимости, привлекая внешние источники финансирования без права оборота. В феврале 2020 г. партнеры по совместному предприятию ТШО (включая Компанию) утвердили пересмотренный бюджет проектов ПБР и ПУУД в размере 45,2 миллиарда долларов США. В эту утвержденную сумму не входит резерв на покрытие непредвиденных расходов в размере 1,3 миллиарда долларов США.

НКОК

НКОК является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Нидерландов, действующим через свой филиал в Республике Казахстан, с юридическим адресом: 060011, Казахстан, г. Атырау, ул. Смагулова, 8. Компания владеет долей в НКОК в размере 16,88% через «КМГ Кашаган». «КМГ Кашаган» является частной компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной в соответствии с законодательством Нидерландов, действующей через филиал в Республике Казахстан с зарегистрированным адресом: 010000, Казахстан, г. Астана, улица Кунаева, 8.

Кашаганское месторождение

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем принадлежащих Компании подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата на месторождении Кашаган составлял 128 325 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа – 11 121 миллионов кубических метров, что составляет, соответственно, 24,9% и 7,6% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа.

В 2001 г. на месторождении Кашаган в северной части Каспийского моря на расстоянии 80 км. к юго-востоку от Атырау произошло открытие промышленных запасов. Площадь месторождения Кашаган 820 кв. км. Сырая нефть марки Ural, добываемая на месторождении Кашаган, обычно имеет плотность 798 кг на кубический метр, содержание серы в пределах от 0,68% до 0,90%, содержание воды - менее 1%. Разработка месторождения Кашаган связана со сложностями технического характера и проблемами, связанными с экологическими требованиями. Зимой в этом регионе Казахстана экстремально низкая температура, лето очень жаркое, при этом наблюдаются резкие колебания температур. Зимы очень суровые. В зимнее время температура может опускаться до -40°C, летом же температура может достигать +40°C. Смотрите *«Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Компании — Объем производственной деятельности и других видов деятельности Компании может быть снижен вследствие неблагоприятных погодных условий».* Глубина моря на месторождении Кашаган - 3-4 м, и в течение 4-5 месяцев в году - с ноября по март она замерзает. Средняя толщина льда - 0,6-0,7 м. Присутствие льда, небольшая глубина и колебания уровня воды в море создают существенные проблемы в сфере логистики. Сложные природные и геологические условия на месторождении Кашаган, а также необходимость доработки проекта в части, касающейся морских объектов, повышают сложность проекта.

На долю Компании на месторождении Кашаган приходилась добыча 1 344 тысяч тонн конденсата в 2021 г., в сравнении с 1 253 и 1 169 тысяч тонн конденсата в 2020 г. и в 2019 г. соответственно, что составляет соответственно 6,2%, 5,8% и 5,0% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. На долю Компании на месторождении Кашаган приходилась добыча 818 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 758 и 700 миллионов кубических метров газа соответственно в 2020 г. и 2019 г., что составляет 10,1%, 9,2% и 8,3% соответственно в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Операционные соглашения

18 ноября 1997 г. была выдана лицензия на право недропользования №1016 (нефть) (с поправками) для «Agip Caspian Sea B.V.», «BG Exploration and Production Limited», «BP Kazakhstan Limited», «Den Norske Stats Oljeselskap AS», «Mobile Oil Kazakhstan Inc», «Shell Kazakhstan Development B.V.», «Total Exploration Production Kazakhstan», «INPEX North Caspian Sea Ltd» и «Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd». Данная лицензия давала право на проведение разведки и добычи углеводородов и попутных продуктов добычи углеводородов на казахстанском участке Каспийского моря. . Общая площадь предоставленного участка - 5642 кв.км. Срок действия лицензии на право недропользования истекает через 20 (двадцать) лет с момента открытия соответствующих промышленных запасов. Срок действия лицензии может быть продлен на 10 (десять) лет.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. в состав НКОК входили: КМГ Кашаган (16,88% - доля Компании, которой она владеет посредством своей дочерней компании «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.»), «ENI S.p.A.» («Agip Caspian Sea B.V.») (16,81%), «Exxon Mobil Kazakhstan Inc.» (16,81%) и «Shell Kazakhstan Development B.V.» (16,81%.), «Total Energies E&P Kazakhstan» (16,81%), «CNPC Kazakhstan B.V.» (8,33%) и «Inpex North Caspian Sea, Ltd» (7,56%). НКОК осуществляет эксплуатацию месторождения Кашаган на основании СРП с поправками, а также на основании соглашения о совместной разработке и соглашения между акционерами с поправками и пересмотренными положениями, которые были заключены 21 декабря 2020 г. В декабре 1993 г. казахстанская часть Каспийского моря была открыта для

проведения нефтепоисковых работ международными компаниями. Семь международных нефтяных компаний и государственная компания «Казахстанкаспийшельф»- были выбраны Правительством для формирования НКОК в целях разработки крупнейших шельфовых нефтегазовых месторождений, включая месторождение Кашаган, в северной части казахстанского участка Каспийского моря. 18 ноября 1997 г. участники НКОК на тот момент (консорциум подрядных компаний, включающий в себя «AGIP Caspian Sea B.V.», «BG Exploration and Production Limited», «BP Kazakhstan Limited», «Den Norske Stats Oljeselskap A.S.», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Kazakhstan Development B.V.» и «Total Exploration Production Kazakhstan» и АО «Казахстанкаспийшельф») подписали Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 г. («**СРПСК**»). В случае открытия промышленных запасов период разведки и разработки начинаются с даты открытия промышленных запасов. 6 июля 1998 г. участники НКОК подписали соглашение о совместной разработке. После этого в СРПСК неоднократно вносились поправки, включая изменения, касающиеся прав владения участников НКОК. Компания вошла в состав НКОК в мае 2005 г. после приобретения 8,33% доли у существующих участников, которая впоследствии была передана 100% дочерней компании «КМГ Кашаган Б.В.».

На экспериментальном этапе проекта в Каспийском море было возведено пять искусственных островов и пробурено 40 скважин, включая 33 добычные скважины, 1 наблюдательную скважину и 6 нагнетательных скважин. Стороны СРПСК оценивают количество извлекаемых запасов сырой нефти на месторождении Кашаган в 9-13 миллиардов баррелей. Результаты опробования скважин и исследования подземных структур подтверждают оценки, согласно которым полная производительность месторождения составляет до 1,1 миллионов баррелей в сутки. В настоящее время стороны СРПСК рассматривают второй этап в качестве отдельных проектов Этапа 2A, 2B, 2C. Запуск этих проектов запланирован на период 2026-2036 гг.

Передача доли участия в пользу Самрук-Казына и колл-опцион по Кашагану

16 октября 2015 г. Компания «Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.», которая являлась единственным акционером «КМГ Кашаган Б.В.», продала 50% долю своих акций фонду Самрук-Казына на сумму 4,7 миллиарда долларов США на условиях опциона на обратную покупку всех акций или их части в любое время в периоде с 1 января 2018 г. по 31 декабря 2020 г. В январе 2018 г. срок действия опциона был продлен на период с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2022 г. 16 октября 2015 г. Самрук-Казына передал приобретенные акции в доверительное управление компании «Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.» - дочерней компании Компании. При этом Группа продолжает контролировать деятельность «КМГ Кашаган Б.В.». В результате продажи Компания произвела исключение из консолидации суммы задолженности по Северо-Каспийскому проекту в размере около 2,2 миллиарда долларов США, что в свою очередь позволило улучшить общие финансовые показатели Группы, снизить текущие расходы Группы на обслуживание долга, тем самым улучшив ее общую ликвидность и позволив Группе продолжить осуществлять финансирование в рамках своей программы капиталовложений. 14 сентября 2022 года опцион на покупку ценных бумаг по Кашагану был изменен на основании соглашения об уведомлении об исполнении опциона, в соответствии с которым компания «Coöperatieve KazMunaiGas UA» исполнила Опцион на покупку ценных бумаг по Кашагану. 15 сентября 2022 года Компания воспользовалась правами по соглашению об опционе на акции, заключенному в 2015 г., и приобрела у Самрук-Казына 50% долю в «КМГ Кашаган Б.В.» на сумму 3,8 миллиарда долларов США, став единственным акционером КМГ Кашаган.

14 сентября 2017 г. Окружной суд г. Амстердам принял решение о предоставлении обеспечения по арбитражному решению Торговой палаты Стокгольма в деле Группы Стати против Республики Казахстан, наложив арест на 50% долю Самрук-Казына в «КМГ Кашаган Б.В.». На дату составления настоящего Проспекта арест был отменен на основании решения Гаагского суда от 14 июня 2022 г. Смотрите «*Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Компании — Компания время от времени подвергается судебным разбирательствам*».

Проекты разработки месторождения

Поэтапный план разработки месторождения Кашаган предусматривает бурение новых скважин и строительство искусственных островов в Каспийском море и производственных объектов. Начало промышленной добычи несколько раз откладывалось с 2008 г. по 2013 г., что привело к существенному увеличению капитальных затрат. Кроме того, в сентябре 2013 г. были обнаружены утечки сырого газа на одном из участков трубопровода, что привело к остановке производственных процессов на время диагностики трубопроводов нефти и газа и анализа результатов диагностики и испытаний. Смотрите «*Факторы риска — Риски, связанные с отраслью Компании — Компания может столкнуться с задержками и перерасходом средств в проектах и операциях по разработке*». В 2015 г. была на трубопроводах нефти и газа была проведена замена, в это время на производственных объектах были проведены работы по обслуживанию, стабилизации и модернизации. Промышленная добыча на месторождении Кашаган была возобновлена в ноябре 2016 г.

После достижения стабильных объемов производства два проекта (Пакет проектов 1, направленный на модернизацию существующих компрессоров обратной закачки и увеличение их пропускной способности, Проект передачи 1 миллиардов кубических метров газа в год (1BCMA) - проект передачи сырого газа третьим сторонам) были утверждены для реализации в целях ускоренного выхода на плановые объемы добычи с потенциалом увеличения объемов добычи сырой нефти и конденсата до ~450 тысяч баррелей нефти в сутки (57 тысяч тонн в сутки) в среднесрочной перспективе. Пакет проектов 1 позволит увеличить объем добычи сырой нефти на 15-20 тысяч баррелей нефти в сутки (1,9-2,5 тысяч тонн в сутки). Стоимость проекта составляет около 207 миллионов долларов США. Пакет проектов 1 был успешно завершен в третьем квартале 2022 г.

В декабре 2020 г. НКОК и QazaqGaz подписали Соглашение о предоставлении услуг по забору газа, который предусматривает поставку 1 миллиардов. куб. метров сырого газа в год на ГПЗ QazaqGaz и увеличение объемов добычи нефти дополнительно на 20 тысяч баррелей в сутки в 2024 г. В данный момент Проект передачи 1 миллиардов кубических метров газа в год находится на этапе реализации.

Два самостоятельных проекта: Проект Этапа 2A и Проект Этапа 2B запланированы как часть Этапа 2 в целях увеличения объемов добычи сырой нефти и конденсата до 710 тысяч баррелей нефти в сутки (89 тысяч тонн в сутки) в течение следующих 10 лет.

В декабре 2021 г. НКОК и QazaqGaz объявили о подписании соглашения о сотрудничестве на стадии FEED Этапа 2A на месторождении Кашаган с 2022 г. по 2023 г. Соглашение предусматривает увеличение объемов поставок сырого газа на ГПЗ QazaqGaz на 2 миллиарда кубических метров в год и обеспечение добычи 500 тысяч баррелей нефти в сутки на месторождении Кашаган в 2026-2027 гг. В настоящее время проект находится на стадии FEED. Ожидается, что окончательное инвестиционное решение будет принято в конце 2023 года.

Наряду с Проектом Этапа 2A НКОК разрабатывает новый проект расширения для месторождения Кашаган - Проект Этапа 2B, который в настоящее время находится на стадии pre-FEED. Реализация Проекта Этапа 2B (запланирована на 2031 г.) позволит увеличить объем добычи нефти примерно на 26,5 тысяч тонн в сутки (210 тысяч баррелей в сутки) в результате строительства трубопровода многофазной перекачки и нового перерабатывающего предприятия на суше, благодаря чему объем поставок сырого газа третьей стороне составит около 6 миллиардов кубических метров в год. Ожидается, что окончательное инвестиционное решение будет принято в конце 2024 года.

КПО

КПО является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Нидерландов, действующим через свой филиал в Республике Казахстан, с юридическим адресом: 090300, Казахстан, Западно-Казахстанская область, Бурлинский район,

г. Аксай, ул. Промзона, 81Н.КПО - это консорциум, осуществляющий деятельность по соглашению о совместной разработке, подписанному «Royal Dutch Shell» (после приобретения компанией «BG Group» в феврале 2016 г.) (29,25%), «Agip» (29,25%), «Chevron» (18,0%), «Лукойл» (13,5%) и Компанией (10,0%). Компания владеет долей в КПО посредством своей 100% дочерней компании «КМГ Карачаганак». «КМГ Карачаганак» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 01000, Казахстан, г. Астана, улица Кунаева, 8. КПО осуществляет эксплуатацию месторождения Карачаганак, которое является крупнейшим в мире месторождением газа, на котором производится большая часть газа в Казахстане.

Карачаганакское месторождение

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем принадлежащих Компании установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата на месторождении Карачаганак составлял 22 749 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 32 022 миллионов кубических метров, что составляет соответственно 4,4% и 22,0% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа.

Месторождение Карачаганак - это крупное месторождение нефти и газового конденсата, расположенное в северо-западном Казахстане, площадью около 280 кв. км. Месторождение было открыто в 1979 г. Сырая нефть марки Ural, добываемая на месторождении Карачаганак, обычно имеет плотность 888 кг на кубический метр, содержание серы в пределах от 0% до 2,0%, содержание воды - до 1,0%.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Карачаганак включал 118 добычных скважин и 20 нагнетательных скважин, включая 1 новую скважину, пробуренную в 2021 г. На долю Компании на месторождении Карачаганак приходилась добыча 1,0 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 1,1 миллионов тонн сырой нефти в 2020 г. и 1,0 миллионов тонн сырой нефти в 2019 г., что составляет соответственно 4,8%, 5,0% и 4,3% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы.

В 2021 году добычные скважины месторождения Карачаганак добывали в среднем 2 832 тонны сырой нефти в сутки, приходящихся на долю Компании. На долю Компании на месторождении Карачаганак приходилась добыча 1 898 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 2 021 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 1 861 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 23,3%, 24,7% и 22,0% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Операционные соглашения

18 ноября 1997 г. была выдана лицензия на право недропользования №98-D (нефть) (с поправками) для «Agip Kazakhstan B.V.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Texaco International Petroleum Company» и «Лукойл». Данная лицензия давала право недропользования в целях добычи углеводородов и попутных продуктов добычи углеводородов на лицензионных участках, расположенных в районе Борили Западно-Казахстанской области: XIII-14-D (частично), E (частично), F (частично), XIII-15-D (частично), XIV-14-A (частично), B (частично) и C (частично). Общая площадь участка недр - 32,3 тысячи гектаров. Срок действия лицензии аналогичен сроку действия финального соглашения о разделе продукции и, как сказано в следующем пункте, составляет 40 лет с даты вступления данного соглашения в силу.

18 ноября 1997 г. участники международного консорциума, занимающегося разработкой месторождения Карачаганак («BG Group», «Agip», «Chevron» и «Лукойл») заключили Окончательное соглашение о разделе продукции (ОСРП) с Правительством, которое предусматривает инвестирование 16 миллиардов долларов США в целях разработки месторождения в течение 40 лет. Предполагается что Правительство получит 80% от прибыли,

получаемой на месторождении Карачаганак в течение срока действия СРП. По условиям СРП операторами в рамках данного проекта являются «British Gas» и «Agip».

В 2011 г. Правительство и международный консорциум пришли к соглашению о передаче 10,0% доли в проекте Компании. Согласно этому соглашению Компания приобрела 5,0% долю КПО за наличный расчет, а оставшаяся 5,0% доля была передана Компании фондом Самрук-Казына после приобретения Самрук-Казына доли вследствие урегулирования претензий в рамках разбирательства между Правительством и участниками консорциума в июне 2012 г. Смотрите *«Рассмотрение и анализ результатов деятельности и финансовых показателей Руководством - Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Приобретения, прекращенная деятельность и потеря контроля».*

Сырая нефть, добываемая на месторождении Карачаганак, распределяется между членами консорциума (включая Компанию) и реализуется посредством торговцев, являющихся аффилированными лицами членов консорциума.

КПО занимается реализацией второго этапа промышленного развития на месторождении Карачаганак. В рамках второго этапа КПО продолжает реализацию нескольких проектов продления полки добычи, включая Проект расширения мощностей КПГ, Проект 4-го компрессора обратной закачки газа (4ICP) и Проект 6-го нагнетательного трубопровода (6TL). Проект расширения мощностей КПГ был завершен и введен в эксплуатацию в 2021 г., позволив осуществить закачку дополнительно до 4 миллиардов кубических метров газа. В результате чего обеспечивается дополнительная добыча до 9,1 миллионов тонн жидких углеводородов в течение оставшегося срока действия СРП. Запуск Проекта 4-го компрессора обратной закачки газа (4ICP) в эксплуатацию, запланированный на март 2022 г., предусматривает установку компрессоров обратной закачки и сети технологических трубопроводов в целях поддержания пластового давления и планового объема добычи жидких углеводородов посредством ежегодного увеличения объемов обратной закачки газа с 10 миллиардов кубических метров до 13 миллиардов кубических метров, в результате чего обеспечивается дополнительная добыча до 6,8 миллионов тонн жидких углеводородов в течение оставшегося срока действия СРП. Проект 6-го нагнетательного трубопровода (6TL) обеспечивает дополнительную добычу 2,2 миллионов тонн жидких углеводородов. Запуск проекта запланирован на март 2024 г.

После завершения второго этапа разработки КПО планирует начать реализацию Проекта расширения Карачаганакского месторождения («ПРКМ») в целях поддержания полки добычи. Реализацию ПРКМ планируется осуществлять в несколько этапов, начиная с 2025-2026 гг. ПРКМ, который обеспечит повышение эффективности очистки газа и увеличение объемов обратной закачки посредством поэтапного ввода в эксплуатацию пятого и шестого компрессоров обратной закачки для поддержания объемов добычи нефти на уровне от 10 до 11 миллионов тонн в год. Предположительная стоимость проекта - 1,8 миллиарда долларов США. В декабре 2020 г. было принято окончательное инвестиционное решение в отношении Проекта 5-го компрессора обратной закачки газа (5ICP), ожидается, что окончательное инвестиционное решение в отношении Проекта 6-го компрессора обратной закачки газа (6ICP) будет принято в третьем квартале 2022 г. - в конце сентября 2022 г. Запуск проекта 5ICP запланирован на 2025 г. Запуск проекта 6ICP запланирован ориентировочно на 2027 г.

Компания должна выплатить 10% от стоимости разработки (в соответствии с имеющейся у Компании 10% долей), что составляет 19 миллиардов тенге в 2021 г., предположительно составит 35 миллиардов тенге в 2022 г., 33 миллиардов тенге в 2023 г. и 28 миллиардов тенге в 2024 г. В целом, предполагается, что Компания выплатит на разработку 150,3 миллиардов тенге, хотя эти выплаты предположительно будут покрыты за счет внутренних денежных потоков проектной компании. В 2021 г. Компания не производила капиталовложений в КМГ Карачаганак.

Производственные активы

Месторождения ОМГ

«ОМГ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 130200, Казахстан, г. Жанаозень, улица Сатпаева, 3. ОМГ - это 100% дочерняя компания РД КМГ. В настоящее время ожидается, что ликвидация РД КМГ будет завершена в 2023 году. Предполагается, что все активы, находящиеся в собственности РД КМГ, включая 100% долю РД КМГ в ОМГ, будет передана Компании после исключения. По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата ОМГ составлял 95 085 тысяч тонн, что составляет 18,5% от общего объема извлекаемых запасов нефти и конденсата Компании соответственно.

Месторождение Узень, расположенное в Мангистауской области, которое является ведущим месторождением ОМГ, было открыто в 1961 г., добыча на месторождении была начата в 1965 г. Добыча нефти на месторождении Узень ведется на 13 горизонтах юрской системы, расположенных на глубине менее 1800 метров. Сырая нефть марок Ural и Brent, добываемая на месторождении Узень, обычно имеет плотность не более 0,839 г на кубический сантиметр, содержание серы в пределах от 0,16% до 0,24%, высокое содержание парафина, среднее содержание воды 81,5%.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Узень включал 3 789 добычных скважин и 1 086 нагнетательных скважин, включая 190 новых скважин, пробуренных в 2021 г. Объем добычи на месторождении Узень составил 5,3 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 5,3 миллионов тонн сырой нефти в 2020 г. и 5,6 миллионов тонн сырой нефти в 2019 г., что составляет соответственно 24,6%, 24,6% и 23,6% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году на каждую добычную скважину месторождения Узень приходилась добыча в среднем 4 тонн сырой нефти в сутки.

В 2021 г. объем добычи на месторождении Узень составил 665 миллионов кубических метров газа, что составляет 8,7% от общего объема добычи газа Компанией. Объем добычи на месторождении Узень составил 726 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 709 миллионов кубических метров газа в 2019 г., соответственно, что составляет соответственно 8,7% и 8,4% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения ЭМГ

Компания «ЭМГ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 060002, Казахстан, г. Атырау, ул. Валиханова, 1. ЭМГ - это 100% дочерняя компания РД КМГ. В настоящее время ожидается, что ликвидация РД КМГ будет завершена в 2023 году. Предполагается, что все активы, находящиеся в собственности РД КМГ, включая 100% долю РД КМГ в ЭМГ, будет передана Компании после исключения.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем принадлежащих ЭМГ установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата составлял 38 742 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 1 192 миллионов кубических метров, что составляет соответственно 7,5% и 0,8% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа.

У ЭМГ имеется в целом 39 месторождений, расположенных на северном и восточном побережье Каспийского моря в Атырауской области. Из разрабатываемых месторождений ЭМГ следующие восемь являются крупнейшими по объему запасов, а также по объему добычи: (i) Месторождение Кенбай (Восточный Молдабек/Северный Котыртас); (ii) Месторождение Нуржанова; (iii) Месторождение Камышитовое Юго-Западное; (iv) Месторождение Ботахан; (v) Месторождение Макат Восточный; (vi) Месторождение

Забурунное; (vii) Месторождение Жанаталап; и (viii) Месторождение Камышитовое Юго-Восточное.

Сырая нефть марки Ural, добываемая на месторождениях ЭМГ, обычно имеет плотность не более 895 кг на кубический метр, содержание серы в пределах от 0,1% до 1,5%, среднее содержание воды - 75%.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождениях ЭМГ включал 2 049 добычных скважин и 369 нагнетательных скважин, включая 21 новую скважину, пробуренную в 2021 г.

Объем добычи на месторождениях ЭМГ составил 2,5 миллионов тонн, 2,6 миллионов тонн и 2,9 миллионов тонн сырой нефти соответственно в 2021 г., 2020 г. и в 2019 г., что составляет соответственно 12%, 12% и 12% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 г. добычные скважины на месторождениях ЭМГ добывали в среднем 3,4 тонны сырой нефти в сутки. В 2021 г. объем добычи на месторождениях ЭМГ составил 202 миллионов кубических метров газа в сравнении с добычей 217 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 260 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 2,48%, 2,65% и 3,08% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения КТМ

Компания «КТМ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 030000, Казахстан, г. Актобе, проспект Санкибай батыра, 173/1. КТМ - это 100% дочерняя компания Компании. У КТМ имеется в целом 6 месторождений, расположенных в Актюбинской и Мангистауской областях.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата КТМ составлял 3 003 тысяч тонн, что составляет 0,6% от общего объема извлекаемых запасов нефти и конденсата Компании.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин КТМ состоял из 32 добычных скважин и 7 нагнетательных скважин. Объем добычи приходящейся на долю Компании сырой нефти на месторождениях КТМ составил 0,4 миллионов тонн в 2021 г., 2020 г. и 2019 г., что составляет 2,0% от общего объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы. В 2021 г. добычные скважины на месторождениях КТМ добывали в среднем 32,7 тонн сырой нефти в сутки, приходящейся на долю Компании. В 2021 г. приходящийся на долю Компании объем добычи на месторождениях КТМ составил 167 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 140 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 143 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 2,0%, 1,7% и 1,7% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Эксплуатируемые месторождения Урихтау

ТОО «Урихтау Оперейтинг» («**УО**») было учреждено в 2009 г. И занимается разведкой и добычей углеводородов на месторождениях Центральный Урихтау и Восточный Урихтау в Актюбинской области Республики Казахстан. Компания «УО» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 030000, Казахстан, г. Актобе, ул. Абылайхаир Хана, 10. УО занимается разведкой на месторождении Урихтау по операционному соглашению, заключенному Компанией и существующим на тот момент Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 5 декабря 2008 г. В настоящее время Компания ведет переговоры о совместной разведке и разработке на месторождениях Урихтау с потенциальными партнерами по совместному предприятию.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата на месторождении Урихтау составлял 3 159 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 14 928 миллионов кубических метров, что составляет соответственно 0,6% и 10,2% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа.

Начало коммерческой эксплуатации месторождения Урихтау запланировано на середину 2023 г. Предполагаемый объем добычи - до 1,5 миллиарда кубических метров газа и 500 тысяч тонн нефти в год.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин УО состоял из 2 добычных скважин. Нагнетательных скважин не имелось.

Объем добычи сырой нефти УО составил 47 тысяч тонн и 6 тысяч тонн в 2021 г. и в 2020 г., что составляет 1,4% от общего объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы. В 2021 году добывающие скважины месторождения Каражанбас добывали в среднем 64 тонны сырой нефти в сутки.

Месторождения ММГ

Компания «ММГ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 010000, Казахстан, г. Астана, улица Кунаева, 8. ММГ - это компания, которая занимается разведкой и добычей на нефтегазовых месторождениях, принадлежащая компании «Мангистау Инвестментс Б.В.». Компания представляет собой совместное предприятие в котором долями по 50% владеют Компания и «CNPC Exploration and Development Company Ltd.». Компания приобрела косвенную долю участия в ММГ (посредством «Мангистау Инвестментс Б.В.») 25 ноября 2009 г. ММГ - это один из крупнейших в Казахстане производителей нефти. Компания осуществляет эксплуатацию месторождения Каламкас - одного из крупнейших месторождений в Казахстане по контракту на недропользование, срок действия которого истекает в 2027 г., месторождения Жетыбай и нескольких небольших месторождений.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем имеющихся у ММГ установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата составлял 43 186 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 3 579 миллионов кубических метров, что составляет 8,4% и 2,5% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа соответственно.

Месторождения Каламкас и Жетыбай расположены в Мангистауской области Казахстана.

Месторождение Каламкас, расположенное в северной части полуострова Бузачи в Тупкараганском районе Мангистауской области в пределах Прикаспийской низменности вблизи Каспийского моря, было открыто в 1976 г., добыча на месторождении была начата в 1979 г.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Каламкас включал 2 033 добычные скважины и 681 нагнетательную скважину, включая 89 новых скважин, пробуренных в 2021 г.

На долю Компании на месторождении Каламкас приходилась добыча 1,8 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., в сравнении с 1,8 и 1,9 миллионов тонн сырой нефти соответственно в 2020 г. и в 2019 г. , что соответственно составляет 9%, 9% и 9% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году добычные скважины месторождения Каламкас добывали в среднем 4,8 тонн сырой нефти в сутки, приходящихся на долю Компании.

Объем добычи на месторождении Каламкас составил 53 миллионов кубических метров попутного газа в 2021 г., 53 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 60 миллионов

кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 0,7%, 0,7% и 0,8% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождение Жетыбай - второе по значимости месторождение ММГ.

Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области вблизи Каспийского моря, было открыто в 1961 г. Добыча на месторождении была начата в 1967 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Жетыбай включал 978 добычных скважин и 390 нагнетательных скважин, включая 81 новую скважину, пробуренную в 2021 г.

Объем добычи на месторождении Жетыбай составил 1,1 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 1,1 миллионов тонн сырой нефти в 2020 г. и 1,2 миллионов тонн сырой нефти в 2019 г., что составляет соответственно 5,6%, 5,6% и 5,6% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 г. добычные скважины на месторождении Жетыбай добывали в среднем 6,4 тонны сырой нефти в сутки, приходящейся на долю Компании. В 2021 г. объем добычи на месторождении Жетыбай составил 267 миллионов кубических метров попутного газа, 256 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 266 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 1,7%, 1,6% и 1,7% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения Казгермунайгаз

Компания «Kazgermunai» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 120018, Казахстан, Кызылординская область, г. Кызылорда, поселок Тасбогет, улица Амангельды 100. «Казгермунай» - это совместное предприятие с участием Компании и ПКИ, каждый из которых владел 50% долей по состоянию на 31 декабря 2021 г. В 2019 г. Компания приобрела 50% долю в «Казгермунай» у РД КМГ, при этом оплата всей суммы была отложена до 2026 г. Вследствие владения 33% долей в ПКИ (по состоянию на 31 декабря 2021 г.) РД КМГ также получает экономическую выгоду от принадлежащей ПКИ 50% доли в «Казгермунай», которая в свою очередь по большей части переходит к Компании вследствие владения долей в РД КМГ. В настоящее время ожидается, что ликвидация РД КМГ будет завершена в 2023 году. Предполагается, что все активы, находящиеся в собственности РД КМГ, включая 33% долю РД КМГ в ПКИ, будет передана Компании после исключения.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем приходящихся на долю Компании установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата на месторождениях Казгермунай составлял 7 222 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 1 386 миллионов кубических метров, что составляет 1,4% и 1,0% от общего объема принадлежащих Компании извлекаемых запасов нефти и конденсата и товарного газа соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождениях Казгермунай включал 203 добычных скважин и 55 нагнетательных скважин, включая 10 новых скважин, пробуренных в 2021 г.

Объем приходящейся на долю Компании добычи на месторождениях Казгермунай составил 0,7 миллионов тонн, 0,8 миллионов тонн и 1,1 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 2020 г. и в 2019 г., что составляет соответственно 3,4%, 3,6% и 4,7% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году добычные скважины месторождений Казгермунай добывали в среднем 19,6 тонн сырой нефти в сутки, приходящихся на долю Компании.

Объем приходящейся на долю Компании добычи на месторождениях Казгермунай составил 185 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 188 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 224 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 2,3%, 2,3% и 2,2% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения КВМ

CCEL - это совместное предприятие с участием РД КМГ и «CITIC Resources Holding Limited», каждый из которых владел 50% долей по состоянию на 31 декабря 2021 г. РД КМГ приобрела 50% долю в CCEL 12 декабря 2007 г. В настоящее время ожидается, что ликвидация РД КМГ будет завершена в 2023 году. Предполагается, что все активы, находящиеся в собственности РД КМГ, включая 50% долю РД КМГ в CCEL, будет передана Компании после исключения.

CCEL владеет 100% долей в КБМ - компании-недропользователе, занимающейся разработкой месторождения Каражанбас в западном Казахстане. Компания «КБМ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 130000, Казахстан, г. Актау, 12 мкр, дом 74/1.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата КБМ составлял 19 141 тысяч тонн, что составляет 3,7% от общего объема извлекаемых запасов нефти и конденсата Компании.

Месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области, было открыто в 1974 г., добыча на месторождении была начата в 1980 г.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождении Каражанбас включал 2 965 добычных скважин и 783 нагнетательные скважины, включая 85 новых скважин, пробуренных за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Объем добычи на месторождении Каражанбас составил 1,0 миллионов тонн, 1,0 миллионов тонн и 1,1 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., 2020 г. и в 2019 г., что составляет 4,8%, 4,6% и 4,6% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году добывающие скважины месторождения Каражанбас добывали в среднем 1,9 тонны сырой нефти в сутки.

Объем добычи на месторождении Каражанбас составил 31 миллионов кубических метров попутного газа в 2021 г., 27 миллионов кубических метров попутного газа в 2020 г. и 27 миллионов кубических метров попутного газа в 2019 г., что составляет 0,3%, 0,3% и 0,3% соответственно в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения ПККР

5 июля 2006 г. Компания приобрела 33% долю в ПКИ у «CNPC Exploration and Development Company Ltd» за 169,4 миллиардов тенге. В декабре 2009 г. Компания продала долю в ПКИ РД КМГ (которую она эксплуатирует). Соответственно, ПКИ стала ассоциированной компанией РД КМГ, при этом сама Компания не имеет прямых долей участия в объеме запасов и добычи ПКИ. В настоящее время ожидается, что ликвидация РД КМГ будет завершена в 2023 году. Предполагается, что все активы, находящиеся в собственности РД КМГ, включая 33% долю РД КМГ в ПКИ, будет передана Компании после исключения.

Компания «ПКИ» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Канады, с юридическим адресом: Suite 1460-140 4 Ave SW Calgary, AB T2P 3N3 Канада.

Разведку и разработку в ПКИ ведет Казгермунай (в котором ПКИ имеет 50% долю) и ПККР – 100% дочерняя компания ПКИ. Подробная информация о деятельности Казгермунай представлена в разделе *«Казгермунай».*

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем приходящихся на долю Компании посредством ПКИ установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов нефти и конденсата ППКР составлял 424 тысячи тонн, что составляет 0,08% от общего объема запасов нефти и конденсата Компании.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. фонд скважин на месторождениях ППКР (включая скважины аффилированных компаний) включал 415 добычных скважин и 219 нагнетательных скважин, включая 24 новые скважины, пробуренные за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Объем добычи на месторождениях ППКР составил 307,93 тысяч тонн сырой нефти в 2021 г., 345,67 тысяч тонн в 2020 г. и 408,76 тысяч тонн сырой нефти в 2019 г., включая объем добычи, приходящийся на долю Компании посредством ПКИ и РД КМГ, что составляет соответственно 2,8%, 3,0% и 3,0% в общем объеме добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2021 году добычные скважины месторождений ППКР добывали в среднем 844 тонны сырой нефти в сутки, приходящихся на долю Компании посредством ПКИ и РД КМГ.

Объем приходящейся на долю Компании посредством ПКИ и РД КМГ добычи на месторождениях ППКР составил 125 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 142 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 181 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет 1,6%, 1,7% и 2,1% соответственно в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения «Казахойл Актобе»

ТОО «Казахойл Актобе» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 030000, Казахстан, г. Актобе, проспект А. Молдагуловой, 46. «Казахойл Актобе» - это совместное предприятие, которым 50% долями владеют Компания и «Caspian Investments Resources Ltd.». В свою очередь «Caspian Investments Resources Ltd.» контролируется компанией «Sinopec International Petroleum E&P Hongkong Overseas Limited».

По состоянию на 31 декабря 2021 г. объем приходящихся на долю Компании установленных подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов сырой нефти на месторождениях «Казахойл Актобе» составлял 6 284 тысяч тонн, объем подтвержденных и вероятных извлекаемых запасов товарного газа - 2 924 миллионов кубических метров, что составляет соответственно 1,2% и 2,0% от общего объема извлекаемых запасов сырой нефти и товарного газа Компании.

Компания «Казахойл Актобе» занимается разработкой двух месторождений: Алибекмола и Кожасай.

Объем приходящейся на долю Компании добычи на месторождениях «Казахойл Актобе» составил 412 миллионов кубических метров газа в 2021 г., 361 миллионов кубических метров газа в 2020 г. и 348 миллионов кубических метров газа в 2019 г., что составляет соответственно 5,1%, 4,4% и 4,1% в общем объеме добычи газа Компанией за указанные годы.

Проекты по разведке

Поскольку многие месторождения Компании являются освоенными, Компания рассматривает разведку как ключевое направление долгосрочной стратегии, направленной на обеспечение стабильных объемов добычи.- Компании необходимо активно использовать возможности для проведения разведки для поддержания своей ресурсной базы и обеспечения реализации долгосрочной стратегии добычи.- Компания считает, что она сможет получить достаточное количество перспективных с точки зрения разведки объектов, воспользовавшись своими правами выгодоприобретателя в отношении приоритетного права государства на приобретение долей участия в контрактах на недропользование и в компаниях, заключивших контракты на недропользование, которые предлагаются на продажу. *Смотрите «Регулирование в Казахстане—Регулирование прав на недропользование в Казахстане—Приоритетное право государства»* Ключевыми направлениями деятельности Компании являются следующие: разработка предложений по реализации национальных проектов по разведке и добыче в Казахстане и усиление позиций Компании в качестве ключевого участника нефтегазовой отрасли Казахстана. *Смотрите «—Стратегия».*

В следующей таблице представлены данные о масштабных связанных с разведкой проектах Компании, ее дочерних компаний и совместных предприятий с их участием по состоянию на 31 декабря 2021 г.

	По состоянию на 31 декабря 2021 г.					
					доля по лицензии или контракту в процентах	
Участок разведочных работ	**Владелец[1]**	**Общая площадь в рамках проекта (в кв. км.)**	**Дата истечения срока действия[2]**	**Количество разведочных скважин**	**Самостоятельная деятельность**	**Совместная деятельность**
Морские объекты						
Аль-Фараби	КМГ	6 047	2055	0	—	50,01
Женис	КМГ	4 772	2053	0	—	50,00
Абай	КМГ	1 234	2050	0	—	50,00
Центральная	NGKC	1 234	2043	0	—	50,00
Хвалынское	COGC	3 199	2022	0	—	50,00
Исатай	КМГ	1 348	2023	0	—	50,00
Мертвый Култук	КМГ-У	6 451	2021	0	—	50,00
Курмангазы	КМТ	5 959	2050	2	—	50,00
Объекты на суше-						
Восточный Бектурлы	КМГ	286	2025	2	—	50,00
Тургай	КМГ	5 680	2030	0	100	—

Примечания:
(1) включая прямое и косвенное владение.
(2) одна лицензия/контракт на каждый участок разведочных работ.

В 2020 г. Контрактная территория «Жемчужины» (месторождения Хазар и Ауэзовское) была освобождена подрядными компаниями «Pearls PSA» («Oman Pearls Company Limited», ТОО «КазМунайТениз», «Shell EP Offshore Ventures Limited»).

В феврале 2021 г было подписано Соглашение о досрочном прекращении полномочий «Pearls PSA» между Министерством энергетики и Подрядными компаниями.

В ноябре 2020 г. месторождение Каламкас-море было освобождено подрядными компаниями «North Caspian PSA». Также в 2020 г. Контрактная территория «Жемчужины» (месторождения Хазар и Ауэзовское) был освобожден подрядными компаниями «Pearls PSA». 16 ноября 2021 г. Компания подписала соглашение о принципах в целях совместной разработки месторождений Каламкас-море и Хазар с компанией «Лукойл». 17 июня 2022 г. было подписано дополнительное соглашение по месторождениям Каламкас-море/Хазар между Компанией и «Лукойл», и в настоящее время ведутся переговоры по коммерческим, геологическим и техническим аспектам проекта.

Проект Аль-Фараби

Площадь Пль-Фараби превышает 6 047 квадратных километров.

7 октября 2020 г. Компания и «Лукойл» подписали соглашение участников по Проекту Аль-фараби в казахстанском секторе Каспийского моря, устанавливающее права и обязанности Компании и «Lukoil» при осуществлении деятельности в качестве недропользователя в рамках данного проекта. 19 мая 2021 г. был подписан контракт №4914-UVS ME на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Аль-Фараби. 26 июля 2021 г. Министерство энергетики, Компания и ТОО «Аль-Фараби Оперейтинг» подписали Дополнительное соглашение №1 к Контракту о передаче прав недропользования от Компании к ТОО «Аль-Фараби Оперейтинг».

24 сентября 2021 г. между «Лукойл» и Компанией было подписано соглашение о приобретении компанией «Lukoil» 49,99% доли участия в уставном капитале ТОО «Аль-Фараби Оперейтинг». По соглашению о финансировании от 11 ноября 2021 г., заключенному между ТОО «Аль-Фараби Оперейтинг» и «Лукойл», «Лукойл» обеспечивает 100% финансирование проекта на этапе разведки посредством заемного финансирования.

Проект Женис

Площадь участка Женис составляет 4 772 кв. км.

Реализация Проекта Женис осуществляется на основании контракта №4707 от 1 апреля 2019 г. на разведку и добычу углеводородов на участке Женис, расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря. Компания и «Лукойл» (представленная ТОО «Lukoil Kazakhstan Upstream») имеют по 50% прав недропользования по контракту на недропользование. Период разведки запланирован на 2019-2028 гг., период добычи - на 2029-2053 гг. «Эксплуатацию осуществляет ТОО «Женис Оперейтинг».

По соглашению о финансировании от 30 ноября 2018 г., заключенному между Компанией и «Лукойл», «Лукойл» обеспечивает 100% финансирование проекта на этапе разведки посредством заемного финансирования.

Предусмотренная контрактом стратегия реализации проекта находится в процессе утверждения, также ведется подготовка к бурению первой разведочной скважины. Строительство разведочной скважины запланировано на 2022 г.

Проект Абай

Площадь контрактной территории составляет 1234 кв. км. Наиболее перспективные геологические структуры: Абай, Алия, Анфиса и Лира.

Реализация проекта Абай осуществляется по контракту на недропользование №4752 от 26 июля 2019 г. на разведку и добычу углеводородов на участке Абай. В 2012 г. Министерство энергетики и Компания подписали протокол прямых переговоров о предоставлении Компании прав недропользования для проведения разведки и добычи. В 2015 г. Правительство приняло постановление «О заключении контракта на совмещенную разведку и добычу» в отношении участка Абай. В 2017 г. Министерство энергетики уведомило Компанию о разрешении на продление срока для заключения контракта на совмещенную разведку и добычу на участке Абай до 31 декабря 2018 г.

С мая 2017 г. по март 2019 г. Компания занималась поисками стратегического партнера для совместной реализации Проекта Абай и по результатам поиска компания «Эни Исатай Б.В.» была утверждена в качестве стратегического партнера в рамках проекта. В 2018 г. Министерство энергетики согласовало квалификационные требования к юридическим лицам для участия в совместной реализации Проекта Абай, а Компания и «Эни Исатай Б.В.» подписали протокол о базовых коммерческих условиях. 11 марта 2019 г. Компания и «Эни Исатай Б.В.» подписали соглашения о совместной деятельности и о финансировании, ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» было утверждено в качестве оператора в рамках проекта.

Срок действия контракта на недропользование составляет 31 год и охватывает 6-летний период разведки (который может быть продлен на 9 лет в целях проведения оценки) и 25-летний период добычи (включая подготовительный период длительностью до 3 лет).

На участке Абай в месте расположения разведочной скважины были проведены дополнительные исследования условий окружающей среды, инженерные изыскания и геологическая разведка.

По соглашению о финансировании стратегический партнер «Эни Исатай Б.В.» предоставляет финансирование на период разведки в рамках Проекта Абай посредством заемного финансирования.

Проект Центральное

Месторождение Центральное расположено в российском секторе Каспийского моря. Площадь месторождения Центральное составляет 1 234 кв. км.

Реализация проекта Центральное осуществляется на основании соглашения между между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав недропользования от 7 июля 1998 г. и Протокола от 13 мая 2002 г. ООО «Центркаспнефтегаз» («**ЦКН**») (совместное предприятие, в котором долями участия по 50% владеют Газпром и Лукойл) было утверждено в качестве уполномоченной организации, действующей от имени Российской Федерации, а Компания была утверждена в качестве организации, действующей от имени Республики Казахстан. ЦКН покрывает 100% расходов в периоде разведки в рамках проекта.

В 2013 г. было учреждено совместное предприятие в соответствии с законодательством Российской Федерации (ООО «Нефтегазовая компания Центральная») («**НГК Центральная**»), в которой Компания и ЦКН владели 50% долями участия. 5 сентября 2016 г. НГК Центральная получила лицензию на использование участка недр в целях проведения геологических изысканий, разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Центральное.

План поисково-оценочных работ был подготовлен и утвержден участниками проекта.

Результаты ТЭО показали, что предполагается невысокая рентабельность, поэтому масштабы деятельности НГК Центральная в 2022 г. были сокращены. В настоящее время НГК Центральная занимается поиском возможностей для оптимизации проекта.

Проект Хвалынское

Площадь месторождения Хвалынское составляет 3 199 кв. км.

Месторождение Хвалынское расположено в российском секторе Каспийского моря. Реализация проекта Хвалынское осуществляется на основании соглашения между между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав недропользования от 6 июля 1998 г. и Протокола от 13 мая 2002 г. Лукойл и Компания были назначены в качестве уполномоченных организаций, действующих от имени Российской Федерации и Республики Казахстан соответственно.

В 2005 г. было учреждено совместное предприятие в соответствии с законодательством Российской Федерации (ООО «Каспийская нефтегазовая компания») («**Каспийская НГК** »)), в которой Компания и Лукойл владели 50% долями участия. Участники проекта обеспечивают финансирование Каспийской НГК посредством процентных займов на паритетных началах. Выплата займов будет осуществляться за счет выручки, полученной в рамках Проекта Хвалынское.

В настоящее время Каспийская НГК планирует получить право недропользования на условиях Соглашения о разделе продукции в рамках проекта Хвалынское. В 2021 г. государственные органы Российской Федерации утвердили Расчеты запасов и Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Хвалынское. Исследования, направленные на выявление опасных участков, для размещения морских объектов и коммуникационных систем, а также для проведения геомеханического моделирования с изучением керна на месторождении нефти и газового конденсата Хвалынское запланированы на 2022 г.

Рентабельность проекта Хвалынское зависит от цен на газ и монополиста в сфере экспорта газа, которым согласно законодательству Российской Федерации является Газпром. В настоящее время ведутся переговоры с компанией Газпром о согласовании цен на газ, которые позволят обеспечить необходимую норму рентабельности проекта. С начала 2021 г. также ведутся переговоры с компанией Газпром об определении условий, на которых Газпром будет участвовать в реализации проекта Хвалынское с 25% долей участия (по 12,5% предоставят Компания и Лукойл).

Проект Исатай

Площадь контрактной территории составляет 1 343 квадратных километра. Наиболее перспективные геологические структуры: Исатай, Толкын и Сункар.

Реализация Проекта Исатай осуществляется на основании контракта №4160 от 26 июня 2015 г. на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья на участке Исатай, расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря, с поправками.

В мае 2014 г. Компания и ENI заключили соглашение в отношении проекта Исатай, а в июне 2015 г. Компания и ENI подписали соглашение о предоставлении ENI 50% доли участия по контракту на недропользование в рамках проекта Исатай. В июне 2017 г. Компания передала указанную 50% долю участия по контракту на недропользование в рамках проекта Исатай «Эни Исатай Б.В.», а в ноябре 2017 г. в контракт на недропользование в рамках проекта Исатай были внесены поправки, отражающие передачу доли участия, также была включена программа работ по проекту. 21 декабря 2017 г. Компания и «Эни Исатай Б.В.» подписали соглашения о совместной деятельности и финансировании, ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» было назначено в качестве оператора в рамках проекта Исатай. По соглашению о финансировании «Эни Исатай Б.В.» обеспечивает финансирование проекта на этапе разведки посредством заемного финансирования.

Период разведки в рамках проекта Исатай - с 2015 г. по 25 июня 2023 г. На месторождении Исатай были проведены исследования условий окружающей среды, сейсморазведка и работы по интерпретации данных.

Проект Мертвый Култук (Устюрт)

Площадь контрактной территории составляет 6 451,31 квадратных километра. Наиболее перспективные геологические структуры: Сарытау, Салкын и Восточный Бурыншык.

Реализация проекта Мертвый Култук (Устюрт) осуществляется по контракту на недропользование №4159 от 26 июня 2015 г. на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья на участке Мертвый Култук (Устюрт), расположенном в Мангистауской области. Недропользователем по контракту на недропользование является ТОО «КМГ-Устюрт». 31 января 2018 г. компания «UnionField Group Ltd.» («**UFG**») стала владельцем 50% доли участия в ТОО «КМГ-Устюрт». Компания UFG была назначена в качестве стратегического партнера Компании в рамках проекта Мертвый Култук (Устюрт).

По соглашению о финансировании между UFG и ТОО «КМГ-Устюрт», которое было подписано 27 октября 2017 г., UFG обеспечивает 100% финансирование расходов ТОО «КМГ-Устюрт» на этапе поисково-оценочных работ. 26 июня 2021 г. завершается период разведочных работ по контракту на недропользование.

30 апреля 2021 г. ТОО «КМГ-Устюрт» получило свидетельство о наступлении форс-мажорных обстоятельств в связи с пандемией COVID-19, которые действовали в течение 397 дней в совокупности (с 13 марта 2020 г. по 16 апреля 2021 г.) от Внешнеторговой палаты Республики Казахстан. 2 июля 2021 г. после встречи с участием Рабочей группы Министерства энергетики срок действия контракта №4159 был продлен до 4 августа 2022 г. при условии, что ТОО «КМГ-Устюрт» оформит платежные поручения о выплате существующих задолженностей в связи с невыполнением договорных обязательств до подписания дополнительного соглашения о продлении срока действия. В ноябре 2020 г. Министерство энергетики подало против ТОО «КМГ-Устюрт» иск о выплате штрафов и задолженностей по контракту на недропользование за период с 2015 г. по 2018 г. на сумму 71,9 миллионов тенге и 600,000 долларов США.

15 декабря 2021 г. суд полностью удовлетворил иск Министерства энергетики против ТОО «КМГ-Устюрт». Судебная коллегия по административным делам суда г. Астаны впоследствии отклонила апелляцию ТОО «КМГ-Устюрт» на данное решение. Разведочные работы в рамках

проекта не выполнялись, компания UFG не предоставила необходимое финансирование. Дополнение о продлении срока действия также не было подписано, поскольку задолженности по контракту №4159 не были выплачены.

Согласно Акту сверки и Уведомлению Министерства энергетики общая сумма неудовлетворенных претензий за период с 2015 г. по 2020 г. составляет 180,6 миллионов тенге и 800 000 долларов США.

Проект Восточный Бектурлы

Площадь контрактной территории составляет 286 кв. км. На контрактной территории имеются месторождения с подтвержденными запасами товарной нефти и газа: Шинжир, Корганой и Восточный Бектурлы.

Реализация проекта Восточный Бектурлы осуществляется по контракту на недропользование №4152 на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Восточный Бектурлы в Мангистауской области от 17 июня 2015 г. Контракт на недропользование был заключен на 6 лет. В настоящее время ведутся переговоры о продлении срока действия контракта на недропользование на 3-летний период поисково-разведочных работ.

Компания и ТОО «Кокел Мунай» владеют 50% долями участия в проекте Восточный Бектурлы. 24 декабря 2015 г. Компания и ТОО «Кокел Мунай» подписали соглашения о финансировании и совместной деятельности, согласно которым в качестве оператора по проекту было назначено ТОО «Бектурлы енерджи Оперейтинг».

Программа разведочных работ, направленных на обнаружение месторождений углеводородного сырья на участке Восточный Бектурлы утверждены уполномоченным органов в 2018 г. На данный момент завершена сейсморазведка и пробурены две разведочные скважины.

ТОО «Кокел Мунай» обеспечивает финансирование на этапе разведочных работ посредством заемного финансирования.

Проект Тургай

В 2021 г. Компании было передано новое месторождение Тургай Палеозойской эры. Реализация проекта Тургай осуществляется по контракту на недропользование №4958-UVS ME от 24 августа 2021 г. на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Тургай Палеозойской эры, расположенном в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Реализация проекта Тургай осуществляется за счет Компании. Период поисково-разведочных работ в рамках проекта Тургай - с 2021 г. по 2030 г.

Проект поисково-разведочных работ, технический проект строительства скважины, проект управления земельными ресурсами и проект устранения последствий недропользования были разработаны и утверждены в 2021-2022 гг. В настоящее время ведется подготовка к бурению разведочной скважины.

Проект Курмангазы

Реализация проекта Курмангазы осуществляется на основании соглашения между между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав недропользования от 6 июля 1998 г. и Протокола от 13 мая 2002 г. (с поправками от 25 января 2006 г. и 9 ноября 2017 г.) («**Межгосударственное соглашение**»). Соглашение о разделе продукции № 1787 по проекту Курмангазы было заключено 6 июля 2005 г. («**СРП Курмангазы**»).

ТОО «ОНК Казмунайтениз» («**КМТ**») - аффилированная компания Компании и ООО «RN-Exploration» («**RN-E**») - аффилированная компания компании Роснефть владеют 50% долями

участия в проекте Курмангазы. Оператором по проекту выступает ТОО «Курмангазы Петролеум» - 100% дочерняя компания Компании.

Площадь контрактной территории составляет 5 959 кв. км. Наиболее перспективные геологические структуры: Ригид, Калнияз, Мадина и Таттимбет.

Участники проекта обеспечивают финансирование в рамках проекта Курмангазы на паритетных началах.

На данный момент завершены некоторые работы по сейсморазведке и пробурены две разведочные скважины.

Период поисково-разведочных работ в рамках СРП Курмангазы завершился 31 июля 2011 г., хотя срок действия СРП Курмангазы не истек.

17 ноября 2017 г. Президенты Республики Казахстан и Российской Федерации подписали Дополнительный протокол к Межгосударственному соглашению, который предусматривает увеличение территории участка Курмангазы и устанавливает новый 6-летний период поисково-разведочных работ с возможностью продления на срок до четырех лет.

На данный момент с государственными органами обсуждается проект Дополнительных соглашений к СРП Курмангазы, включая передачу прав недропользования по СРП Курмангазы от КМТ к Компании, а также продление периода поисково-разведочных работ и увеличение контрактной территории на участке Курмангазы.

Разработка и восстановление нефтяных месторождений

Общий объем добычи сырой нефти на указанных месторождениях зависел и будет продолжать зависеть от нескольких ключевых факторов, включая относительный возраст месторождений и в меньшей степени характеристики нефти и сложных геологических структур в этих бассейнах. Например, на месторождении Узень и на нескольких месторождениях ЭМГ с крупнейшими объемами запасов и добычи нефть имеет высокое содержание парафина и располагается в неглубоко залегающих формациях с низкой проницаемостью. Кроме того, нефть на месторождениях ЭМГ отличается большим содержанием воды. Принимая во внимание эти факторы, добыча нефти на месторождениях ЭМГ и в некоторых случаях ее транспортировка вызывают определенные сложности. Однако, учитывая большой опыт Компании в сфере добычи, Компания хорошо понимает геологическое строение своих месторождений. Благодаря относительно небольшой глубине залегания и расположению залежей главным образом на территории суши Компания может осуществлять добычу с применением более экономически эффективных методов, чем если бы залежи располагались на большей глубине или в море.

Компания, ее дочерние компании и совместные предприятия используют множество разнообразных методов разработки и восстановления месторождений, такие как бурение новых скважин, бурение нагнетательных скважин и использование вторичных и третичных методов добычи, а также методов интенсификации притока в скважину, включая метод гидравлического разрыва пластов и различные химические и термические методы. Компания применяет такие методы для достижения своей стратегической цели, которая заключается в обеспечении стабильности текущих объемов добычи.

Конкуренция

Компания не ожидает конкурентной борьбы за ресурсы от региональных и международных нефтегазовых компаний, поскольку Компания является выгодоприобретателем приоритетного права государства на приобретение долей участия в контрактах на недропользование в отношении залежей недр стратегического значения. Смотрите *«Нефтегазовая отрасль Казахстана – Информация об основных конкурентах Эмитента с указанием названий и*

адресов и масштабов конкуренции – Разведка и добыча» для получения дополнительной информации.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Компания владеет частью и является единственным оператором крупнейшей сети трубопроводов для сырой нефти в Казахстане по длине и по пропускной способности. По состоянию на 31 декабря 2021 г, 2020 г., и 2019 г. общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла соответственно 9090 км, 9090 км и 9096 км.

Компания (в том числе посредством совместных предприятий) осуществила транспортировку 74 миллионов тонн, 73,2 миллионов тонн и 78,07 миллионов тонн сырой нефти по своей трубопроводной системе (включая Батумский нефтяной терминал) соответственно в 2021 г, 2020 г., и 2019 г.

В следующей таблице представлены некоторые данные по трубопроводным сегментам, которыми Компания владеет и которые Компания эксплуатирует, по состоянию на 31 декабря 2021 г.

	По состоянию на 31 декабря 2021 г.				
		Диаметр трубопроводов			
Трубопровод	**Длина трубопроводов в километрах**	**Менее 0,5 м**	**От 0,5 м до 1,4 м.**	**Пропускная способность[1]**	**Основной источник сырой нефти**
Система КТО:	5373			разница	Весь Казахстан
Казахстанско-Китайский Трубопровод:					
Трубопровод Атырау-Кенкияк	445,10	—	455,10	6,0	Западный Казахстан
Атасу-Алашанькоуский трубопровод ..	965,1	—	965,1	10,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Кенкияк-Кумкольский трубопровод	794,26	—	794,26	10,0	Западный Казахстан
Трубопроводная система КТК:					
Трубопровод КТК[2]	452,0	—	452,0	67,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
Итого.....	**8 039,46**	—	—	—	

Примечания:

(1) миллионы тонн сырой нефти в год (рассчитано на годовой основе).

(2) Компания владеет 20,75% долей в КТК (по состоянию на 31 декабря 2021 г.) и не осуществляет эксплуатацию трубопровода КТК.

Трубопроводная система КТО

Казахстанская трубопроводная инфраструктура, за исключением трубопровода КТК, принадлежит КТО – национальному оператору трубопроводов и двум совместным предприятиям с участием КТО – (ККТ и МунайТас) и КТК. Существующая в Казахстане трубопроводная инфраструктура имеет достаточный потенциал для удовлетворения потребностей, связанных с увеличением объемов нефти, транспортируемой в рамках перспективных проектов.

<u>КТО</u>

Компания «КТО» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 010000, Казахстан, г. Астана, проспект Туран, 20. КТО – это национальный оператор трубопроводов в

Казахстане. КТО владеет широкой сетью магистральных нефтепроводов общей протяженностью 5 373 километра, с которой соединены практически все нефтяные месторождения в Казахстане. Компания осуществляет транспортировку нефти на четыре крупнейших казахстанских НПЗ, отправляет нефть на экспорт по трубопроводу Атырау-Самара, перегружает нефть на экспортные трубопроводы КТК и Атасу-Алашанькоу, а также отправляет нефть для погрузки на танкеры в порт Актау морским и железнодорожным транспортом. Транспортировка нефти через магистральные нефтепроводы осуществляется с помощью 36 нефтеперекачивающих станций, 67 нагревательных установок и резервуарного парка для хранения нефти вместимостью 1,4 миллионов кубических метров. КТО также предоставляет услуги по эксплуатации и обслуживанию магистральных нефтепроводов ККТ, МунайТас, КПО, КТК-К и Тургай Петролеум, а также магистрального водопровода ТОО «Main Water».

ККТ является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом:050008, Казахстан, г. Алматы, пр. Абая, 109 В. ККТ осуществляет эксплуатацию трубопроводна ККТ, который соединяет западный Казахстан с китайской границей («**Казахстанско-Китайский Трубопровод**») и состоит из следующих участков: (i) трубопровод Атасу-Алашанькоу; и (ii) трубопровод Кенкияк-Кумколь.

В следующей таблице представлены некоторые данные по объемам нефти, транспортируемой за указанные периоды:

Объем транспортируемой нефти (в тысячах тонн)

Компания	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**
КазТрансОйл (100%)	**44 463**	**42 298**	**41 224**
экспорт	17 591	16 699	14 296
транзит	9 989	9 989	9 989
Казахстанско-Китайский Трубопровод (100%)	**16 200**	**15 883**	**17 411**
экспорт	859	561	967
транзит	9 979	9 989	9 979
МунайТас (100%)	**3 232**	**3 321**	**4 273**
экспорт	1 998	1 595	1 572
Каспийский Трубопроводный Консорциум (100%), эскпорт	**63 256**	**59 027**	**60 728**

Структура транспортировки нефти в зависимости от назначения в 2021 г., %

Компания	Экспорт	Транзит	Внутренний рынок
КазТрансОйл	35	24	41
Казахстанско-Китайский Трубопровод	6	57	37
МунайТас	37	н/п	63
Каспийский Трубопроводный Консорциум	100	н/п	н/п

Снижение в общем объеме транспортируемой нефти в периоде с 2019 г. по 2021 г. обусловлено главным образом снижением объемов транспортировки нефти транспортными компаниями вследствие COVID-19 и решений ОПЕК+.

КТО инвестировала 38,7 миллиардов тенге в модернизацию своей трубопроводной системы в 2021 г., 46,9 миллиардов тенге в 2020 г. и 41,2 миллиардов тенге в 2019 г. В 2022 г. предполагаемый объем инвестиций КТО составит 64,3 миллиардов тенге. Такая модернизация и увеличение пропускной способности направлены главным образом на поддержание текущих объемов транспортировки нефти через трубопроводную систему КТО.

Тарифы на транспортировку нефти на местном рынке, тенге за тонну на 1000 км.

Компания	2019 г.	2020 г.	2021 г.
КазТрансОйл	4 772 (4 717 с 01.09.2019 г.)	4 110	4 356 (4 328 с 01.12.2021 г.)
Казахстанско-Китайский Трубопровод	7 158	6 456 (7 158 с 01.02.2020 г.)	4 323,7
МунайТас	5 724 (5 912 с 01.07.2019 г.)	5 457,3 (5 12 с 25.12.2020 г.)	5 912

Тарифы на транспортировку нефти на экспорт

Компания	2019 г.	2020 г.	2021 г.
КазТрансОйл, тенге за тонну на 1000 км.	6 399	6 399 (7 359 с 01.03.2020 г.)	7 359
Казахстанско-Китайский Трубопровод, тенге за тонну на 1000 км	6 799	6 799	6 799
МунайТас, тенге за тонну на 1000 км	5 912	5 912	5 912
Каспийский Трубопроводный Консорциум, долларов США за тонну	38	38	38

В 2021 г. 41,2 миллионов тонн сырой нефти и конденсата или 36% от общего объема добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане было транспортировано КТО.

Общий объем прибыли, полученной на основании тарифов на транспортировку этой сырой нефти и конденсата составила 238,2 миллиарда долларов США.

Трубопровод Узень-Атырау-Самара

КТО осуществляет эксплуатацию трубопровода Узень-Атырау-Самара, которая состоит из двух трубопроводов: Узень-Атырау и Атырау-Самара. По состоянию на 31 декабря 2021 г. протяженность трубопровода Узень-Атырау-Самара составляла 1232 километра (казахстанский участок), а пропускная способность - 17,5 миллионов тонн сырой нефти.

Трубопровод Атырау-Самара - второй по объемам транспортировки казахстанской нефти на мировой рынок. Нефть поставляется по трубопроводу Атырау-Самара и далее по системе «Транснефть» до Балтийского терминала Усть-Луга и Черноморского порта Новороссийск. В 2021 г. 11,2 миллионов тонн казахстанской нефти было транспортировано через трубопровод Атырау-Самара. Снижение объемов поставок нефти по этому трубопроводу на 17% в сравнении с 2020 г. объясняется общим снижением в объемах поставок продукции на основные нефтепроводные системы и перераспределением объемов поставок на другие направления.

Казахстанско-Китайский Трубопровод

В 2004 г. КТО и компания «China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation» создали компанию ККТ, в которой каждая из компаний владела 50% долей участия (по состоянию на 31 декабря 2021 г.). ККТ владеет трубопроводами Атасу-Алашанькоу (965 км) и Кенкияк-Кумколь (794 км). Компания осуществляет транспортировку казахстанской нефти и транзит российской нефти в Китай и на местный рынок.

Объем транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам ТОО «ККТ» в 2021 г. составил 17,4 миллионов тонн в сравнении с 15,9 миллионов тонн в 2020 г., что демонстрирует повышение на 9,2% в объемах поставок нефти из западных регионов благодаря вводу в эксплуатацию реверсивного трубопровода Кенкияк-Атырау в середине 2021 г.

<u>Кенкияк-Кумкольский трубопровод</u>

ККТ владеет трубопроводом Кенкияк-Кумколь, эксплуатацию которого осуществляет КТО. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был введен в эксплуатацию в октябре 2009 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. протяженность трубопровода составляла 794,26 километра, а пропускная способность - 9,2 миллионов тонн сырой нефти в год. В 2021 г. через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 6,7 миллионов тонн сырой нефти.

<u>Атасу-Алашанькоу трубопровод</u>

ККТ владеет трубопроводом Атасу-Алашанькоу, эксплуатацию которого осуществляет КТО. Трубопровод Атасу-Алашанькоу был введен в эксплуатацию в июле 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. протяженность трубопровода составляла 965,1 километра, а пропускная способность - 20 миллионов тонн сырой нефти в год.

МунайТас

Компания «МунайТас» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: A15E0G0, Казахстан, г. Алматы, ул. Тимирязева, 26/29. 3 декабря 2001 г. КТО и «CNPC Exploration and Development Company Ltd» создали компанию МунайТас, в которой КТО владеет 51% долей (по состоянию на 31 декабря 2021 г.), а «CNPC Exploration and Development Company Ltd» владеет 49% долей. Компания МунайТас владеет 455,1 километровым участком магистрального трубопровода Кенкияк-Атырау. КТО осуществляет эксплуатацию трубопровода Кенкияк-Атырау.

В 2018 г. компания МунайТас приступила к реализации проекта строительства реверсивного трубопровода Кенкияк-Атырау, предназначенного для обеспечения поставок западно-казахстанской нефти до 6 мл онн в год на местные НПЗ, для компенсации снижения объемов производства в Актюбинской и Кызылординской областях, а также для осуществления экспорта в Китай. Стоимость проекта - 30,9 миллиардов тенге. Начиная с 1 июля 2021 г. появилась возможность реверсивной перекачки до 6 миллионов тонн нефти в год.

Трубопровод Кенкияк-Атырау

МунайТас владеет трубопроводом Кенкияк-Атырау. Смотрите *«- МунайТас»* выше.

Трубопровод Кенкияк-Атырау был введен в эксплуатацию в марте 2003 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 455,1 километра, вместимость резервуарного парка - 40 000 кубических метров, пропускная способность - 6 миллионов тонн сырой нефти в год.

Объем транспортировки нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау в 2021 г. составил 4,3 миллионов тонн в сравнении с 3,3 миллионов тонн в 2020 г., что означает увеличение на 28,7% в связи с изменениями в объемах перевалки нефти транспортными компаниями.

Трубопроводная система КТК

КТК-Р и КТК-К, совместно именуемые КТК, - это совместное предприятие, которое владеет трубопроводом КТК и осуществляет его эксплуатацию и обслуживание. Компания «КТК-К» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: Республика Казахстан, 060700, Атырауская область, Махамбетский район, Алмалинский сельский округ, поселок Береке, Умс-99, блок 2 Атырауская ПС. Компания «КТК-Р» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Российской Федерации, с юридическим адресом: Краснодарский край, Новороссийск, Приморский округ, Морской терминал.

Казахстанская часть Трубопровода КТК эксплуатируется КТК-К, в котором по состоянию на 31 декабря 2021 г. Республика Казахстан имела долю участия 19% (которой Компания управляет от имени Правительства), а KPV (дочерняя компания Компании с 2009 г.) имела долю участия 1,75%. Другие участники КТК: Транснефть (24%), «CPC Company» (7%), «Chevron Caspian Pipeline Consortium Co.» (15%), «Lukoil International GmbH.» (12,5%), «Mobil Caspian Pipeline Co.» (7,5%), «Rosneft — Shell Caspian Ventures Ltd.» (7,5%), «Agip International (N.A.) N.V.» (2%), ООО «Oryx Caspian Pipeline» (1,75%) и «BG Overseas Holdings Ltd.» (2%). По состоянию на 31 декабря 2021 г. протяженность Трубопровода ККТ составляла 1510 километров. В 2021 г. КТК осуществила транспортировку 60,7 миллионов тонн нефти и конденсата через трубопровод КТК, включая 53,2 миллионов тонн нефти, добытой в Казахстане.

Только акционеры КТК имеют права на перекачивающие мощности Трубопровода КТК, которые включают преимущественное право на определенный объем перекачивающих мощностей и права на использование свободных перекачивающих мощностей трубопровода, которые не используются другими акционерами. Преимущественное право на определенный объем перекачивающих мощностей и и права на использование свободных перекачивающих мощностей Трубопровода КТК распределяются по договоренности между акционерами КТК, и не обязательно соответствуют пропорциональным долям участия в совместном предприятии.

Предполагаемое увеличение объемов добычи на месторождениях, разработку которых ведет компания НКОК, включая месторождение Кашаган, промышленная добыча на котором была

начата в ноябре 2016 г., потребует увеличения пропускной способности транспортной инфраструктуры в Казахстане, включая Трубопровод КТК.

В декабре 2010 года, акционеры КТК приняли решение увеличенить мощности трубопровода КТК. Проект увеличения мощностей КТК направлен на увеличение расчетной пропускной способности Трубопровода КТК с 28,2 миллионов тонн в год до 67,0 миллионов тонн в год, из которых до 53,7 миллионов тонн нефти и конденсата будет поступать из Казахстана. Строительные работы на казахстанском участке проекта увеличения мощностей начались в июле 2011 г., третья финальная часть строительных работ была завершена в октябре 2017 г. Проект увеличения мощностей в Казахстане предусматривал замену 88-километрового участка трубопровода, реконструкцию перекачивающих станций в Атырау и на месторождении Тенгиз, строительство двух новых перекачивающих станций и установку внешних источников питания. Общая стоимость проекта увеличения мощностей КТК составила 5,1 миллиарда долларов США. Компания не осуществляла капиталовложений в данный проект. В результате реализации проекта Компания получила преимущественные права на перекачку 14,3 миллионов тонн сырой нефти в год вместо 5,8 миллионов тонн.

КТК устанавливает тарифы на транспортировку для транспортных компаний в зависимости от качества смеси, поставляемой транспортным компаниям через КТК. В октябре 2007 г. тариф на транспортировку и доставку до морского терминала КТК на Черном море, включая все сборы, выплачиваемые на перевалочной базе, повысился до 38 долларов США за тонну и остался неизменным.

В течение 2022 г. произошло несколько событий, которые привели к временному прекращению деятельности КТК или представляли угрозу временного закрытия КТК, включая шторм в Черном море, поиск опасных подводных объектов на дне вблизи терминала КТК на территории, в отношении которой было получено разрешение от государственных органов Российской Федерации, административные разбирательства, инициированные Ространснадзором и приостановка деятельности двух из трех выносных точечных причалов вследствие неисправности оборудования. Смотрите *«Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Компании — Компания активно использует системы транспортировки нефти и газа, включая трубопроводы, проходящие по территории России, для транспортировки своей продукции и продукции своих заказчиков на рынки за пределами Казахстана. Любые перерывы в работе и неисправности таких таких систем транспортировки оказывают негативное влияние на способность Компании осуществлять поставки своей продукции».*

Батумский нефтяной терминал

В 2007 г. КТО приобрела 50% долю участия в компании «Batumi Capital Partners Limited», в феврале 2008 г. КТО завершила сделку по приобретению 100% доли участия в «Batumi Industrial Holdings Limited». В декабре 2021 года, в результате реорганизации «Batumi Industrial Holdings Limited», «Batumi Capital Partners Limited» и «Batumi Services Limited», КТО стал собственником 100% доли ООО «Батумский нефтяной терминал», которое обладает исключительными правами контроля в отношении ООО «Батумский морской порт».

Компания использует порт и терминал в Батуми для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана, включая нефть, добываемую Компанией, а также сырой нефти и нефтепродуктов, произведенных в Туркменистане и Азербайджане для целей экспорта. Компания доставляет сырую нефть и нефтепродукты в порт Батуми и на нефтяной терминал железнодорожным транспортом.

В настоящее время в Батумском порту имеется 5 терминалов и 11 причалов + МУП (точка без причальной погрузки). Общая пропускная способность Батумского порта составляет 18 миллионов тонн в год. Количество судов портофлота насчитывает 13 единиц. В Батумском порту внедрена и поддерживается система менеджмента качества и охраны окружающей

среды, сертифицированная независимым Бюро Веритас Сертификейшн на соответствие международным стандартам.

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., КТО осуществила транспортировку 1,3 миллионов тонн сырой нефти через Батумский порт и терминалы в сравнении с 1,1 миллионов тонн сырой нефти и 0,9 миллионов тонн сырой нефти соответственно в 2020 г. и в 2019 г. Увеличение объемов транспортировки нефти через Батумский нефтяной терминал в 2021 г. на 0,3 миллионов или 26% в сравнении с 2020 г. объясняется главным образом увеличением объемов перевалки нефти и нефтепродуктов.

Актауский морской терминал

Морской порт Актау, построенный в 1963 г., является единственным морским портом в Казахстане и имеет пропускную способность по хранению и перевалке сырой нефти и нефтепродуктов. Морской порт Актау включает себя 12 рабочих терминалов, включая пять терминалов для сырой нефти из которых только два рабочих в настоящее время. Терминалы для сырой нефти оснащены системами предотвращения утечек нефти.

Компания использует эти терминалы для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана, включая нефть, произведенную Компанией, для отправки на экспорт. Нефтесклады и трубопроводы в терминалы для отгрузки нефти в танкеры принадлежат КТО, а также некоторым частным компаниям. Морской порт Актау не контролируется Компанией. По состоянию на 31 декабря 2021 г. через морской порт Актау был осуществлен транзит 2,1 миллионов тонн нефти в сравнении с 2,09 миллионов тонн в 2020 г.

Транспортировка морским транспортом

ТОО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот» («**НМСК**») является национальным морским перевозчиков согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан. Компания «НМСК» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 130000, Казахстан, г. Актау, 14 мкр, дом 70. НМСК владеет крупнейшим в Казахстане флотом торговых и обслуживающих судов, включая танкеры, буксиры и транспортные суда. НМСК осуществляет их эксплуатацию и предоставляет услуги по транспортировке грузов главным образом в Каспийском море. Активы компании включают торговый флот, состоящий из трех танкеров с валовой грузоподъемностью 12 000 тонн и двух нефтяных танкеров «Афрамакс» с валовой грузоподъемностью 115 000 тонн, трех контейнерных судов каждый грузоподъемностью 650 единиц в двадцатифутовом эквиваленте, флот поддержки морских операций, состоящий из 4 барж-оснований каждая грузоподъемностью 3600 тонн.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. Казмортрансфлот осуществил транспортировку 9,9 миллионов тонн сырой нефти по морю, из которых 0,5 миллионов тонн сырой нефти было транспортировано по Каспийскому морю и 9,3 миллионов тонн сырой нефти было транспортировано через Черное море и Средиземное море. В 2021 г. объем транспортировки сырой нефти по Черному морю и Средиземному морю увеличился на 957 000 тонн, объем транспортировки сырой нефти по Каспийскому морю увеличился на 92 000 тонн.

Тарифы и минимальные объемы

КТО, определяемая как естественная монополия в Казахстане, устанавливает для Компании и других грузоотправителей тарифы на транспортировку грузов на местном рынке. Сумма тарифа устанавливается Комитетом по регулированию естественных монополий главным образом на основании затрат КТО на обслуживание и эксплуатацию трубопроводов в течение пяти лет, после чего КТО может обратиться в Комитет по регулированию естественных монополий с запросом об увеличении тарифа.

Контракт между КТО и заказчиками регулирует общие принципы получения доступа и условия оплаты, а заказчики, включая дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании и сторонних отправителей сырой нефти. Ежемесячные объемы транспортируемой через трубопроводную систему нефти на нефтеперерабатывающие заводы для экспорта регулируются Министерством энергетики.

КТО утвердила следующие тарифы на экспорт сырой нефти: (i) 7 358,76 за тонну на 1,000 километров (без НДС) (с повышением до 8830,51 тенге за тонну на 1000 километров (без НДС) с 1 июня 2022 г.); и (ii) 4292,4 тенге за тонну на 1000 километров (без НДС) на транспортировку сырой нефти по трубопроводу Туймазы – Омск – Новосибирск-2 ---.

Комитет по регулированию естественных монополий утвердил следующие максимальные тарифы на транспортировку сырой нефти КТО на внутреннем рынке: 4356 тенге за тонну на 1000 километров (без НДС) с января 2022 г.

Министерство энергетики, действующее в качестве Уполномоченного органа, и в соответствии с условиями соглашения между Казахстаном и Китаем утвердило тариф на транспортировку российской сырой нефти в Китай на период с 2019 г. по 2023 г. в размере 15,00 долларов США за метрическую тонну (без НДС). Сюда входит 4,23 доллара США за транспортировку от границы Российской федерации между Прииртышском и Атасу и 10,77 доллара США за транспортировку от Атасу до Алашанькоу.

Конкуренция

Казахстан имеет выгодное географическое положение для транзитной страны между крупнейшими производителями нефти и газа в Туркменистане, Узбекистане и России и крупными центрами потребления нефти и газа в Восточной и Западной Европе. Руководство Компании считает вероятность возникновения серьезной конкуренции в отношении поставки нефти на нефтеперерабатывающие заводы и транзит против КТО незначительной в ближайшей и среднесрочной перспективе. Смотрите *«Нефтегазовая отрасль Казахстана– Информация об основных конкурентах Эмитента с указанием названий и адресов и масштабов конкуренции – Транспортировка»* для получения дополнительной информации.

Переработка, маркетинг и торговля

НПЗ в Казахстане

По состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владеет долей участия в АНПЗ в 99,53%, долей участия в ПНПЗ в 100,0%, долей участия в НПЗ «CaspiBitum» в 50,0% через «CITIC Canada Petroleum Limited» и через «Valsera Holdings B.V.» косвенно владеет долей участия в ПКОП в 49,72%, которое в свою очередь владеет Шымкентским НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2021 г. общая производительность указанных НПЗ составляла 18,5 миллионов тонн сырой нефти в год.

За последние годы Компания осуществила значительные капиталовложения в ряд проектов по модернизации и увеличению мощностей на трех своих НПЗ в Казахстане. Общая стоимость работ по модернизации АНПЗ, которые были завершены в декабре 2017 г., составила 781,6 миллиардов тенге. Общая стоимость работ по модернизации и реконструкции ПНПЗ, которые были завершены в декабре 2017 г., составила 189,5 миллиардов тенге. Кроме того, общая стоимость работ по увеличению мощностей Шымкентского НПЗ, которые были завершены в сентябре 2018 г., составила 537,1 миллиардов тенге.

Текущие и недавно завершенные проекты модернизации и увеличения мощностей направлены на увеличение степени загрузки, повышение рентабельности и качества переработанных нефтепродуктов на НПЗ, а также на обеспечение способности НПЗ производить топливо, соответствующее экологическим стандартам K4 и K5 (эквивалент Евро-4 и Евро-5), кроме того они преследуют стратегическую цель - снижение текущих объемов производства тяжелых продуктов на НПЗ и увеличение объемов производства легких продуктов. Смотрите

«Рассмотрение и анализ результатов деятельности и финансовых показателей Руководством—Капитальные расходы», «—Павлодарский НПЗ», «—Атырауский НПЗ» и «—Шымкентский НПЗ».

После завершения недавно выполненных и текущих проектов по модернизации Компания планирует снизить капитальные затраты на всех трех НПЗ в последующие годы в сравнении с предыдущими годами, при этом большая часть капитальных расходов будет приходиться на обслуживание, а не на модернизацию и увеличение мощностей.

Павлодарский НПЗ

Павлодарский НПЗ является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 140000, Казахстан, г. Павлодар, ул. Химкомбинатовская, 1. В августе 2009 г. компания КМГ ПМ приобрела 100,0% долю участия в ТОО «Refinery Company RT» («**Refinery Company RT**»), которое на тот момент владело всеми активами Павлодарского НПЗ, вместе с 25,1% долей участия в АО «Павлодарский нефтехимический завод», которое имело лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (оставшаяся доля участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» в 74,9% находилась в прямом владении КМГ ПМ). Компания «Refinery Company RT» передала активы, включая Павлодарский НПЗ, в аренду ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», которое на тот момент осуществляло эксплуатацию Павлодарского НПЗ. В апреле 2013 г. произошло слияние компании «Refinery Company RT» и АО «Павлодарский нефтехимический завод», в результате чего появилось ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». По состоянию на 31 декабря 2021 г. после слияния КМГ ПМ с Компанией Компания владела 100% долей участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод».

Павлодарский НПЗ, построенный в 1978 г., расположен в городе Павлодар на северо-востоке Казахстана в Павлодарской области на расстоянии 100 километров от границы с Россией и соединен с трубопроводом Омск-Павлодар-Шымкент. На Павлодарском НПЗ имеется установка каталитического крекинга и установка грануляции серы. Вся нефть, поступает на НПЗ с месторождений, расположенных в Западной Сибири, транспортируется на НПЗ по трубопроводным системам Транснефть и КТО и хранится в резервуарных парках, расположенных в непосредственной близости от НПЗ. Помимо нефти с месторождений, расположенных в Западной Сибири, проведенная недавно модернизация позволила осуществлять на Павлодарском НПЗ переработку сырой нефти из других источников в объеме до 0,5% от общего объема переработки. Из Сибири на переработку поступает небольшое количество нефти из-за высокого содержания серы, которое приводит к снижению качества продуктов нефтепереработки.

Павлодарский НПЗ - это крупнейший и самый передовой в техническом плане завод из трех НПЗ в Казахстане. Его расчетная производительность по переработке составляет 18000 тонн сырой нефти в день, а проектная мощность - 6,0 миллионов тонн сырой нефти в год. На НПЗ было переработано 5,4 миллионов тонн нефти в 2021 г., что составляет 31,9% от общего объема переработанной нефти в Казахстане в 2021 г. Кроме того, на Павлодарский НПЗ приходилось производство 32% бензина, 35,6% дизельного топлива и 23,6% топливной нефти в общем объеме производства в Казахстане в 2021 г.

На Павлодарском НПЗ осуществляются толлинговые операции по переработке нефти за плату, утвержденную Министерством энергетики Республики Казахстан. Министерство энергетики Республики Казахстан дало Павлодарскому НПЗ разрешение на повышение цен на переработку в 2020 г. ло 20904 тенге за тонну с 19805 тенге за тонну в 2019 г. и на последующее повышение в 2021 г. до 23240 тенге за тонну, что оказало и будет оказывать положительное влияние на выручку НПЗ.

В июне 2017 г. Павлодарский НПЗ заключил Соглашение о поставках и продаже водорода и пара на срок в 15 лет с ТОО «Air Liquide Munay Tech Gases» («**ALMTG**») - совместным

предприятием с участием КМГ ПМ (в настоящее время Компания) и Air Liquide Eastern Europe *société anonyte*. Согласно Соглашению за производимый и извлекаемый водород будут производится фиксированные (ежемесячные) и переменные платежи, при этом сумма базового ежемесячного платежа, составляющая 171 миллионов тенге, будет ежемесячно корректироваться с учетом опубликованных данных о макроэкономических показателях. Сумма переменных платежей включает стоимость использованных ресурсов (вода, электричество).

Аналогичные соглашения были подписаны между:

- ALMTG и Павлодарский НПЗ в отношении установок по производству азота;
- ALMTG и Атырауским НПЗ в отношении установок по производству водорода и азота; и
- ALMTG и KPI в отношении установки по производству азота.

В 2009 г. Компания заключила меморандум о сотрудничестве с «Eni S.p.A.» в целях проведения ТЭО в отношении проектов реконструкции и модернизации Павлодарского НПЗ. С 2009 г. Компания провела ТЭО, основной целью которого являлась модернизация Павлодарского НПЗ в целях обеспечения производства транспортного топлива, соответствующего экологическому стандарту К5 (эквивалент Евро-5) посредством строительства новых установок, а также модернизации существующих установок. Проект модернизации был успешно завершен в декабре 2017 года и включал разработку: (i) установку изомеризации, позволяющую производить высоко-октановые компоненты товарных бензинов с низко-октановыми фракциями сырой нефти; (ii) разделителя нафты, который разделяет легкую и тяжелую фракции нафты для дальнейшей изомеризации и риформинга; (iii) установку извлечения серы и очистки хвостового газа для очистки высокосернистого газа; (iv) отпарную колонну кислой воды для очистки поступающих стоков с установок нефтепереработки; и (v) установку регенерации амина для регенерации амина из технологических установок. Проект позволил Павлодарскому НПЗ увеличить поставки- на рынок качественных нефтепродуктов и конкурировать с нефтяными компаниями СНГ и других стран. После завершения проекта модернизации производство авиакеросина на Павлодарском НПЗ в 2018 году возобновилось впервые с 2015 года после получения соответствующих лицензий. Общая стоимость проекта модернизации составила 895,5 миллионов долларов США (252,1 миллиардов тенге). Подробную информацию о финансировании проекта модернизации Смотрите «*Обсуждение и анализ руководством — Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний*».

В 2009 г. Компания заключила меморандум о взаимопонимании с Eni в целях проведения ТЭО в отношении проектов реконструкции и модернизации Павлодарского НПЗ. С 2009 г. Компания реализовала несколько проектов по проведению ТЭО и выполнению строительных работ, основной целью которого являлась модернизация Павлодарского НПЗ в целях обеспечения производства транспортного топлива, соответствующего экологическому стандарту Евро-5, посредством строительства новых установок, а также модернизации существующих установок. Проект модернизации был успешно завершен в декабре 2017 года и включал разработку: (i) установку изомеризации, позволяющую производить высоко-октановые компоненты товарных бензинов с низко-октановыми фракциями сырой нефти; (ii) разделителя нафты, который разделяет легкую и тяжелую фракции нафты для дальнейшей изомеризации и риформинга; (iii) установку извлечения серы и очистки хвостового газа для очистки высокосернистого газа; (iv) отпарную колонну кислой воды для очистки поступающих стоков с установок нефтепереработки; и (v) установку регенерации амина для регенерации амина из технологических установок. Проект позволил Павлодарскому НПЗ увеличить поставки- на рынок качественных нефтепродуктов и конкурировать с нефтяными компаниями СНГ и других стран. После завершения проекта модернизации производство авиакеросина на Павлодарском НПЗ в 2018 году возобновилось впервые с 2015

года после получения соответствующих лицензий. Общая стоимость проекта модернизации составила 895,5 миллионов долларов США (252,1 миллиардов тенге). Подробную информацию о финансировании проекта модернизации Смотрите «*Обсуждение и анализ руководством — Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний*».

В 2021 г. Павлодарский НПЗ подписал контракт на проектирование, материально-техническое обеспечение и строительство установки очистки СУГ производительностью 100 тысяч тонн в год, работы по которому должны быть завершены в 2023 г. НПЗ также планирует реализовать проект реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива, включая установку гидроочистки установку депарафинизации, производительностью 160 тысяч тонн зимнего дизельного топлива в год к 2024 г. Был подготовлен эскизный проект и проведено ТЭО.

В следующей таблице представлены исторические данные по ассортименту продукции и по объемам производства переработанных нефтепродуктов на Павлодарском НПЗ за указанный период:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**
		(тыс. тонн)	
Бензин	1 526,5	1 430,7	1 366,1
Дизельное топливо	1 718,7	1 604,8	1 759,3
Авиационное топливо	170,8	112,7	194,6
Горючее	557,3	537,9	591,8
Другие продукты(1)	961,5	923,4	882,0
Итого	**4 934,8**	**4 609,4**	**4 793,8**

Примечания:
(1) сюда входит СУГ, битум, нефтяной кокс, сера, сырье для производства чистого углерода и печное топливо.

Атырауский НПЗ

По состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания владела 99,53% долей акционерного капитала Атырауского НПЗ.

Атырауский НПЗ является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 060000, Казахстан, г. Атырау, ул. Занела Кабдулова, 1. Атырауский НПЗ расположен в центре региона, лидирующего по добыче углеводородного сырья, в западном Казахстане. Построенный в 1945 г. Атырауский НПЗ является самым старым из трех работающих НПЗ в Казахстане. После завершения программы модернизации расчетная и фактическая производительность Атырауского НПЗ составила 5,5 миллионов тонн сырой нефти в год.

На Атырауском НПЗ было переработано 5,5 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г., что составляет 32,2% от общего объема переработанной нефти в Казахстане за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Кроме того, на Атырауский НПЗ приходилось производство 28,4% бензина, 32,3% дизельного топлива и 49,8% топливной нефти в общем объеме производства в Казахстане в 2021 г. В 2021 г. общий объем производства Атырауского НПЗ составил 4,9 миллионов тонн переработанных нефтепродуктов. Атырауский НПЗ взимает плату за переработку в размере утвержденном Министерством энергетики Республики Казахстан. Министерство энергетики Республики Казахстан дало Атыраускому НПЗ разрешение на повышение цен на переработку с 37436 тенге за тонну до 41466 тенге за тонну в 2020 г. и до 42515 тенге за тонну с 1 февраля 2021 г., что оказало и будет оказывать положительное влияние на выручку НПЗ.

В октябре 2009 г. Атырауский НПЗ заключил контракт с компанией «Sinopec Engineering» на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов и углубленной переработке нефти на Атырауском НПЗ, который также предусматривает строительство установки каталитического реформинга, установок для производства бензола и параксилола и объектов общезаводского хозяйства.- Также были заключены контракты на строительство «под

ключ» комплекса углубленной переработки нефти в декабре 2011 г. Проект модернизации был завершен в декабре 2017 г. Общая стоимость работ составила 781,6 миллиардов тенге. Помимо возможности осуществлять производство до 132000 тонн бензола в год и до 497000 тонн параксилола в год данный проект также позволил Атырауском НПЗ осуществлять производство бензина и дизельного топлива, соответствующих экологическим стандартам К4 и К5 (эквивалент Евро-4 и Евро-5). Комплекс углубленной переработки нефти производительностью 2,4 миллионов тонн позволяет более рационально использовать ресурсную базу тяжелой нефти и согласно прогнозам позволит увеличить объем производства автомобильного топлива, бензина, дизельного и авиационного топлива. Строительство комплекса углубленной переработки нефти также позволило увеличить глубину переработки нефти, благодаря чему появилась возможность производства бензина и дизельного топлива, соответствующих стандарту Евро-5. Кроме того, ожидается что установка современного оборудования и автоматизация процессов на Атырауском НПЗ в рамках проекта модернизации позволят в будущем сократить количество выбросов и ошибок, связанных с человеческим фактором.

Дополнительную информацию о финансировании проекта модернизации можно найти в разделе: *«Рассмотрение и анализ результатов деятельности и финансовых показателей Руководством — Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний»*.

В следующей таблице представлены исторические данные по ассортименту продукции и по объемам производства переработанных нефтепродуктов на Атырауском НПЗ за указанный период:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**
		(тыс. тонн)	
Бензин	1 362,0	1 054,0	1 230,7
Дизельное топливо	1 560,3	1 472,2	1 536,4
Авиационное топливо	120,0	84,1	103,1
Горючее	1 173,0	1 063,7	1 240,0
Другие продукты[1]	652,1	851,4	781,2
Итого	**4 867,3**	**4 525,3**	**4 891,5**

Примечание:
(1) сюда входит СУГ, битум, нефтяной кокс, сера, сырье для производства чистого углерода и печное топливо.

Шымкентский НПЗ

Шымкентский НПЗ является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: 160011, Казахстан, г. Шымкент, улица Капал батыра, 5-й км. Шымкентский НПЗ, расположенный на юге Казахстана, был введен в эксплуатацию в 1985 г. Большая часть продукции и сырья доставляется на Шымкентский НПЗ железнодорожным транспортом, предоставляемым государственными железнодорожными компаниями и сторонними организациями. Основные источники сырой нефти Шымкентского НПЗ - эксплуатируемые месторождения Кумколь и месторождения, расположенные в западной Сибири.

В июле 2007 г. Компания КМГ ПМ приобрела 49,72% долю непрямого участия в ПКОП (которое принадлежит Компании), которое в свою очередь владеет Шымкентским НПЗ через «Valsera Holdings B.V.». Оставшаяся доля участия в ПКОП принадлежит НКОК. Проектная мощность Шымкентского НПЗ по переработке составляет 6,0 миллионов сырой нефти в год, фактическая мощность - 5,2 миллионов тонн сырой нефти в год.

На Шымкентском НПЗ было переработано 5,2 миллионов тонн сырой нефти в 2021 г. (не считая долю Компании), что составляет 30,4% от общего объема переработанной нефти в Казахстане в 2021 г. Сырая нефть после переработки на Шымкентском НПЗ поставляется партнерами Компании по совместному предприятию. Соответственно, поскольку Компания

имеет право на получение прибыли от эксплуатации Шымкентского НПЗ, сырая нефть, перерабатываемая на Шымкентском НПЗ, не выделяется Компании.

Кроме того, на Шымкентский НПЗ приходилось производство 39,7% бензина, 32,1% дизельного топлива и 26,6% топливной нефти в общем объеме производства в Казахстане за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

На Шымкентском НПЗ осуществляются толлинговые операции по переработке нефти за плату, утвержденную Министерством энергетики Республики Казахстан. Министерство энергетики Республики Казахстан дало Шымкентскому НПЗ разрешение на повышение цен на переработку с июля 2020 г. до 33671 тенге за тонну с 28059 тенге за тонну и на последующее повышение до 35336 тенге за тонну с февраля 2021 г.

В октябре 2010 г. Шымкентский НПЗ заключил контракт с «Technip S.p.A.». (Италия) на подготовку ТЭО в связи с реконструкцией и модернизацией Шымкентского НПЗ. Проект модернизации Шымкентского НПЗ имеет две ключевые цели: (i) увеличение фактической перерабатывающей мощности до 6,0 миллионов тонн сырой нефти в год, и (ii) увеличение глубины переработки и обеспечение соответствия стандартам Евро-4 и Евро-5. В июне 2017 г. на Шымкентском НПЗ была введена в эксплуатацию установка изомеризации легкой бензиновой фракции с установкой предварительной гидроочистки сырья, также была получена первая партия сертифицированного бензина, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5.- Таким образом был завершен первый этап проекта модернизации Шымкентского НПЗ. Второй этап проекта (направленный на увеличение фактической перерабатывающей мощности НПЗ до 6,0 миллионов тонн) был завершен в сентябре 2018 г.

Общая стоимость проекта модернизации Шымкентского НПЗ составила 537,1 миллиардов тенге.

Дополнительную информацию о финансировании проекта модернизации можно найти в разделе: *«Рассмотрение и анализ результатов деятельности и финансовых показателей Руководством — Долговые обязательства — Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний»*.

В следующей таблице представлены исторические данные по ассортименту продукции и по объемам производства переработанных нефтепродуктов на Шымкентском НПЗ за указанный период:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**
		(тыс. тонн)	
Бензин	1 900,1	1 958,3	1 908,3
Дизельное топливо	1 551,2	1 411,0	1 517,8
Авиационное топливо	296,3	244,1	335,1
Горючее	626,9	343,2	658,7
Другие продукты[1]	329,3	333,0	534,6
Итого	**4 703,8**	**4 289,7**	**4 594,5**

Примечание:
(1) Сюда входит СУГ, сера, и, только в 2019 г. - вакуумный газойль.

НПЗ «CaspiBitum»

НПЗ «CaspiBitum», расположенный в Мангистауской области, был введен в эксплуатацию в 2013 г. Единственный участник «CaspiBitum» - «CITIC Canada Petroleum Limited».

Данный НПЗ является крупнейшим производителем дорожного битума в Казахстане. В 2019 г. объем переработки нефти достиг 885 969 тонн, а объем производства дорожного битума - 369 073 тонн, что составляет 42% от общего объема производства битума в Казахстане.

Компания приобрела 50% долю участия в «CaspiBitum» в 2015 г. и избавилась от этой доли в августе 2021 г. Однако Компания косвенно контролирует НПЗ «CaspiBitum» на основании владения 50% долей участия в CCEL.

НПЗ «КазахГаз»

НПЗ «КазахГаз» расположен в Мангистауской области и эксплуатируется ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод». Единственным участником в КазГПЗ является Компания. КазГПЗ производит следующие виды продукции: природный горючий газ, этановая фракция, пропановая фракция, стандартная бутановая фракция, изобутановая фракция, газообразные углеводороды, пентан-гексановая фракция, печное топливо бытового назначения, технический кислород. (Смотрите таблицу ниже)

Наименование	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	1полуг. 2022 г.
		факт.	факт.	факт.	факт.
сухой отбензиненный газ (метан-этановая фракция)	тысяч м3	761 910	751 000	710 588	337 070
сжиженный газ (пропан, бутановая фракция)	тонн	186 245	172 792	177 020	88 136
пентан-гексановая фракция	тонн	67 698	60 073	48 847	27 710
углеводородный растворитель	тонн	2 132	116	2 398	1 110
печное топливо бытового назначения	тонн	2 302	1 676	1 423	758
технический кислород	баллон	36 056	31 574	34 292	12 238

В настоящее время в соответствии с поручением Президента РК от 17 июня 2021 года КазГПЗ работает над реализацией проекта строительства нового газоперерабатывающего завода производственной мощностью 900 миллионов кубометров в год. Целью нового завода является увеличение добычи и переработки высокосернистого газа для удовлетворения внутренних потребностей Мангистауской области в СУГ и товарном газе. Реализация проекта запланирована на период с 2023 по 2025 год с ориентировочным бюджетом в 167 миллиардов тенге.

Сбыт и распределение нефтепродуктов

В следующих таблицах представлены данные по ассортименту продукции Компании на местном рынке в указанном периоде:

	За год по состоянию на 31 декабря 2021 г.		
Продукт	**Производство**	**КМГ**	**Доля рынка**
	(тыс. тонн)		%
Бензин	4 788,6	1 194,9	25,0
Авиационное топливо	587,1	119,8	20,4
Дизель	4 830,1	1 291,3	26,7
Топливо	2 357,2	214,9	9,1
Итого	**12 563,0**	**2 820,9**	**22,5**

	За год по состоянию на 31 декабря 2020 г.		
Продукт	**Производство**	**КМГ**	**Доля рынка**
	(тыс. тонн)		%
Бензин	4 443,0	646,8	14,6
Авиационное топливо	440,8	65,3	14,8
Дизель	4 487,9	929,8	20,7
Топливо	1 944,8	210,9	10,8
Итого	**11 316,5**	**1 852,8**	**16,4**

Продукт	За год по состоянию на 31 декабря 2019 г.		
	Производство	КМГ ПМ	Доля на рынке[1]
	(тыс. тонн)		%
Бензин	4 505,1	534,9	18,1
Авиационное топливо	632,8	55,0	18,1
Дизель	4 813,6	658,8	16,6
Топливо	2 490,5	155,0	5,0
Итого	**12 442,0**	**1 403,7**	**13,6**

KMG International

Компания «KMG International» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Нидерландов, с юридическим адресом: Здание Всемирного торгового центра, Стравинскилаан, 807, башня А, 8-й этаж, 1077XX, Амстердам, Нидерланды. В марте 2014 г. Совет директоров компании «Rompetrol Group N.V.» изменил название компании на KMG International в соответствии со стратегией Компании, направленной на продвижение одного бренда в рамках Группы. KMGI является владельцем и оператором помимо прочего сети заправочных станций, НПЗ «Vega» и НПЗ «Petromidia».

В декабре 2007 г. Компания приобрела 75% акций «Rompetrol Group». Оставшиеся 25% акций были приобретены Компанией в 2009 г.

В декабре 2017 г. произошло слияние КМГ ПМ с Компанией и, соответственно, по состоянию на 31 декабря 2017 г., Компания напрямую владела 100% долей в KMG International.

В феврале 2013 г. компания KMG International подписала меморандум о взаимопонимании с Правительством Румынии об урегулировании задолженностей «Rompetrol Rafinare», срок действия которого был продлен до 2024 г. Основное положение меморандума предусматривает учреждение казахстанско-румынского инвестиционного фонда, посредством которого KMG International осуществит инвестирование на сумму 150 миллионов долларов США. Полный объем инвестиций фонда будет выполнен в течение семи лет, общая сумма инвестиций KMG International в проекты в сфере энергетики составит до 1 миллиарда долларов США.- Фонд также может получать заемное финансирование на сумму, в четыре раза превышающую размер собственного капитала фонда. После учреждения в 2018 г. 80% фонда принадлежали KMG International и 20% - Правительству Румынии. В случае продажи KMG International имеет преимущественное право на покупку доли румынского Правительства в инвестиционном фонде.-

Согласно Постановлению Правительства №908 от 29 декабря 2020 г. «О некоторых вопросах приватизации на 2021 – 2025 гг.» KMG International была включена в перечень юридических лиц, предлагаемых к передаче в конкурентную среду в приоритетном порядке.

Переработка

<u>НПЗ «Petromidia»</u>

Владельцем НПЗ «Petromidia» является компания «Rompetrol Rafinare SA» в которой KMGI имеет долю участия 54,63% (оставшиеся доли по 44,7% и 0,7% принадлежат, соответственно, Правительству Румынии и публичным акционерам). Компания «Rompetrol Rafinare SA» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Румынии, с юридическим адресом: Бульвар Наводари, д. 215, административное здание, Наводари, Румыния. НПЗ «Petromidia» был построен в периоде с 1974 г. по 1979 г. Проектная мощность НПЗ «Petromidia» по переработке составляла 3,8 миллионов тонн сырой нефти в год, а после модернизации, завершенной в 2012 г. была увеличена до 5,1 миллионов тонн сырой нефти. Впоследствии мощность повышалась несколько раз после проведения модернизации и достигла текущего показателя - 5,6 миллионов тонн. В 2021 г. объем производства KMG International на НПЗ «Petromidia»

составил 4,4 миллионов тонн переработанных нефтепродуктов, что составляет 82% от проектной перерабатывающей мощности.

НПЗ «Petromidia» занимается переработкой различных видов сырой нефти с высоким содержанием серы и плотностью в градусах API. Сырая нефть, поступающая на переработку на НПЗ «Petromidia», принимается в порту Мидия, которым владеет компания KMG International, который может принимать суда грузоподъемностью до 24000 тонн, или через более крупный порт Констанца, который соединен с НПЗ «Petromidia» 40-километровым трубопроводом. НПЗ «Petromidia» имеет собственную сортировочную станцию с 40 пунктами загрузки и разгрузки и с погрузочно-разгрузочными платформами. НПЗ «Petromidia» производит различные виды моторного топлива (бензин, дизельное топливо и СУГ), а также топливо Jet A-1, пропилен и другие продукты. Продукция НПЗ «Petromidia» соответствует применимым европейским стандартам качества и требованиям по охране окружающей среды, действующим в отношении такой продукции.

В Румынии нефтепродукты НПЗ «Petromidia» реализуются через распределительно-сбытовую сеть KMG International и заправочные станции и оптовые распределительные сети сторонних организаций. НПЗ «Petromidia» экспортирует нефтепродукты в Украину, Молдову, Болгарию, Турцию, Грузию, Венгрию, Хорватию, Боснию, Сербию и Западную Европу.

Стоимость переработки на НПЗ «Petromidia» была повышена до 27,8 долларов США за тонну в 2021 г. с 20,8 долларов США за тонну в 2020 г. и 18,7 долларов США за тонну в 2019 г. главным образом в результате снижения коэффициента использования вследствие пандемии COVID-19 и повышения стоимости коммунальных услуг.

В следующей таблице представлены исторические данные по ассортименту продукции и по объемам производства переработанных нефтепродуктов на НПЗ «Petromidia» за указанный период:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**
		(тыс. тонн)	
Бензин	1 102,2	1 128	1 610
Дизельное топливо	2 332,2	2 520	2 926
Авиационное топливо	156,0	139	406
Горючее	145,9	156	190
Другие продукты	733,8	806	1 040
Итого	**4 470,1**	**4 749**	**6 172**

<u>НПЗ «Vega»</u>

НПЗ «Vega», принадлежащий KMG International, расположен в небольшом городке Плоешть в Румынии. Завод был построен в 1905 г. и модернизирован в 1970 г. и в 1980 г. Проектная и фактическая производительность НПЗ «Vega» составляет 0,3 миллионов тонн в год. В 2021 г., 2020 г. и 2019 г. объем производства НПЗ «Vega» составил 0,3 миллионов тонн переработанных нефтепродуктов, 0,4 миллионов тонн переработанных нефтепродуктов и 0,4 миллионов тонн переработанных нефтепродуктов соответственно.

НПЗ «Vega» использует продукцию НПЗ «Petromidia» в качестве сырья и специализируется на переработке альтернативного сырья (нафта, катализаторы реформинга, фракция C5 C6, другие нефтяные фракции и топливная нефть) и на производстве растворителя для процессов полимеризации- - гексана, экологичных нефтяных растворителей, других нефтепродуктов, таких как бензин, нафта, уайт-спирит и нефтепродукты (печное топливо), легкое жидкое топливо и битум.

В следующей таблице представлены исторические данные по ассортименту продукции и по объемам производства переработанных нефтепродуктов на НПЗ «Vega» за указанный период:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**
		(тыс. тонн)	
Нафта	0,08	0,09	0,14
Битум	0,09	0,12	0,11
Гексан	0,07	0,07	0,1
Горючее	0,02	0,02	0,03
Растворители	0,03	0,04	0,04
Другие продукты	0,03	0,02	0,01
Итого	**0,32**	**0,36**	**0,43**

Сеть заправочных станций

KMG International осуществляет реализацию полного спектра нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, СУГ и печное топливо, как на внутреннем рынке Румынии, так и в Восточной Европе. По состоянию на 31 декабря 2021 г. KMG International владеет и осуществляет эксплуатацию 1475 заправочных станций, включая 1207 станций в Румынии, 109 в Грузии, 60 в Болгарии и 99 в Молдове, также компания является крупнейшим поставщиком нефтепродуктов в Молдове, занимаядолю на рынке 37%. По состоянию на 31 декабря 2021 г. доля KMG International на рынке составляет около 24% и 11% в Грузии и в Болгарии, соответственно. Филиалы KMG International в Болгарии, Молдове и Грузии осуществили продажу свыше 3,6 миллионов тонн топлива в периоде с 2018 г. по 2021 г., при этом объем продаж филиалов в этих странах увеличился на 3% в 2021 г. в сравнении с 2020 г.

Маркетингом и продажей переработанных нефтепродуктов на рынке Румынии занимаются контролируемые KMG International компании, «Rompetrol Downstream» и «Rompetrol Gas SRL» (оптовая и розничная продажа сжиженного газа) в Румынии и «KMG Trading» в Восточной Европе. Топливо, производимое на НПЗ «Petromidia», реализуется главным образом в Румынии компанией «Rompetrol Downstream», которая реализовала 2141 тонну нефтепродуктов в 2021 г., что на 7% больше, чем в 2020 г. По состоянию на 31 декабря 2021 г. KMG International владела распределительной сетью, состоящей из 680 заправочных станций в Румынии, Болгарии, Грузии и Молдове.

В следующей таблице представлены данные по ассортименту продукции KMG International с указанием объемов продаж на внутреннем рынке Румынии и в других странах в процентах за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря 2021 г.		
		% проданного объема	
	Объем	**внутри страны**	**на международном рынке**
		(тонн)	
Бензин	1 070 412	328 996	741 416
Дизельное топливо	2 501 250	1 944 688	556 562
Авиационное топливо	143 444	114 251	29 193
СУГ	254 470	217 629	36 841
Другие продукты	744 678	426 297	318 381
Всего продано[(1)]	**4 714 254**	**3 031 860**	**1 682 393**

	За год по состоянию на 31 декабря 2020 г.		
		% проданного объема	
	Объем	внутри страны	на международном рынке
		(тонн)	
Бензин	996 119	325 626	670 494
Дизельное топливо	2 615 803	2 012 210	603 593
Авиационное топливо	129 749	111 278	18 471
СУГ	253 703	200 491	53 212
Другие продукты	876 073	452 882	423 190
Всего продано[1]	**4 871 448**	**3 102 487**	**1 768 961**

	За год по состоянию на 31 декабря 2019 г.		
		% проданного объема	
	Объем	внутри страны	на международном рынке
		(тонн)	
Бензин	1 389 076	357 266	1 031 810
Дизельное топливо	3 057 539	1 996 455	1 061 084
Авиационное топливо	395 194	316 368	78 826
СУГ	285 371	178 649	106 721
Другие продукты	1 436 640	490 850	945 791
Всего продано[1]	**6 563 820**	**1 280 887**	**5 282 933**

Примечание:

(1) Показатели, представленные в таблицах, включают общий объем продаж дочерних компаний KMG International, а также объем продаж НПЗ «Petromidia» напрямую сторонним организациям.

Нефтехимия

Нефтехимический комплекс полного цикла в Западном Казахстане

В 2007 г. в Казахстане было инициировано создание нефтехимического кластера в Атырауской области и строительство нефтехимического комплекса полного цикла. Компания принимала участие в реализации различных проектов в связи с созданием данного нефтехимического комплекса, включающего в себя несколько предприятий, в том числе завод по производству полипропилена (первый этап), эксплуатацию которого осуществляет ТОО «Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк.» («**KPI**») и завод по производству полиэтилена (второй этап), контролируемый ТОО «KLPE» («**KLPE**») и ТОО «Силлено» («**Силлено**»).

KPI является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: Атырауская область, город Атырау, 060000, улица Л.Владимирского, 26В.

ТОО «KLPE» является товариществом с ограниченной ответственностью, учрежденным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с юридическим адресом: Республика Казахстан, Атырауская область, 060000, город Атырау по трассе Атырау-Доссор, Карабатанский район, территория специальной экономической зоны «Национальный индустриально-нефтехимический технопарк».

Правительство косвенно владеет долями участия в KPI, KLPE и Силлено посредством ТОО «Самрук-Казына Ондеу» («**СКО**») (ранее ТОО «Объединенная химическая корпорация») (100% дочерняя компания Самрук-Казына), который в свою очередь владеет 49,5%. (99% до марта 2022 г.), соответственно, 99,9% и 49,9% долями участия в уставном капитале названных компаний. По соглашениям о доверительном управлении (положения которых по существу аналогичны для KPI и KLPE) Компания занимается реализацией проектов и надзором в процессе строительства заводов.

Производство полимеров

В 2015 г. был запущен в эксплуатацию завод по производству изделий из полипропилена производительностью 20 миллионов пропиленовых пакетов в год и до 9600 тонн БОПП-пленки (биаксиально-ориентированная полипропиленовая пленка) в год. Эксплуатацию завода осуществляет ТОО «Полимер Продакшн» («**Полимер Продакшн**»).

В настоящее время Самрук-Казына и Компания ведут переговоры о заключении соглашения о доверительном управлении в целях передачи доли СКО в «Полимер Продакшн» Компании.

KPI

KPI осуществляет эксплуатацию завода по производству полипропилена проектной мощностью 500 000 тонн в год, расположенного в Атырауской области в Западном Казахстане. Вывод завода из эксплуатации запланирован на 4 квартал 2022 г. В июне 2018 г. СКО передало всю свою долю участия (99%) в уставном капитале KPI в доверительное управление Компании на 5 лет. Самрук-Казына и Компания обсуждают возможную продажу 40% доли в KPI, которой владеет СКО, российской нефтехимической компании «СИБУР». В июне 2022 г. СКО осуществило продажу КМГ 49,5% из своей 99% доли участия в KPI. В настоящее время доля участия СКО в KPI составляет 49,5%.

KLPE и Силлено

KLPE руководит строительством завода по производству полипропилена проектной мощностью 1 250 000 тонн в год, расположенного в Атырауской области в Западном Казахстане. В настоящее время проект находится на этапе проектирования и предположительно будет завершен в 2027 г. В октябре 2021 г. Компания, KLPE и Самрук-Казына заключили соглашение с СИБУР об основных условиях сотрудничества в связи со строительством завода по производству полиэтилена, которые среди прочего предусматривают продажу 40% доли участия в Силлено компании СИБУР. Компания KLPE передала 49,9% долю участия в Силлено Компании 14 сентября 2022 г. В настоящее время доля KLPE в Силлено составляет 50,1%.

В отношении предлагаемых приобретений 40% доли в KPI и Силлено у СИБУР, в рамках предлагаемой сделки Компания и СИБУР предусматривают заключение колл, пут, дефолт колл и дефолт пут опцион, которые могут быть исполнены Компанией и СИБУР, если применимо, в случае вступления в силу определенных триггеров. По опционным соглашениям Компания выкупит все 40% доли, которая будет принадлежать СИБУР в KPI и (или) Силлено, в зависимости от обстоятельств, – механизмы ценообразования для исполнения опционов будут различаться в зависимости от триггера.

«Karabatan Utility Solutions» (CUS)

В целях снабжения названных заводов и других стратегических проектов в Атырауской области электричеством и паром высокого давления в 2019 г. была введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция 310 мВт. Также ведется строительство водоочистных сооружений, ввод которых в эксплуатацию запланирован на 2022 г. Функции оператора в рамках данного проекта выполняет ТОО «Karabatan Utility Solutions» («**KUS**»). В настоящее время Самрук-Казына и Компания ведут переговоры о заключении соглашения о доверительном управлении в целях передачи доли СКО в CUS Компании.

ТОО «Бутадиен»

30 ноября 2021 года Компания и Татнефть подписали соглашение о создании совместного предприятия по производству бутадиеновых каучуков – ТОО «Бутадиен». Компании принадлежит 25% в совместном предприятии, а Татнефть владеет оставшимися 75%. Планируемая производственная мощность предприятия составит 83 тысяч тонн в год, из них:

до 45 тысяч тонн ДССК (дивинилстирольный синтетический каучук) в год, до 38 тысяч тонн СБС (стирол-бутадиен-стирольный каучук) в год, а также дополнительной продукции в составе до 66 тысяс тонн бутадиена в год, до 40 тысяч тонн МТБЭ (метил-трет-бутилового эфира) в год, до 130 тысяч тонн ИИФ (изобутан-изобутиленовая фракция) в год. В настоящее время проект находится на стадии проектирования и, как ожидается, будет завершен в 2025 году.

Конкуренция

Компания владеет значительными и контрольными пакетами акций во всех трех крупнейших НПЗ в Казахстане: Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ и Шымкентский НПЗ. Учитывая расположение названных НПЗ, Компания имеет возможность поставлять продукцию на внутренний рынок и отправлять существенные объемы переработанных нефтепродуктов на экспорт в Европу. Кроме того, на основании владения долей участия в KMGI Компания косвенно владеет 54,6% долей в НПЗ «Petromidia» в Румфынии (по состоянию на 31 декабря 2021 г.). Смотрите *«Нефтегазовая отрасль Казахстана– Информация об основных конкурентах Эмитента с указанием названий и адресов и масштабов конкуренции – Переработка, маркетинг и продажа»* для получения дополнительной информации.

Сотрудники

В следующей таблице представлены данные о фактической численности сотрудников Компании по видам деятельности (компании, включенные при консолидации) на указанные даты:

	По состоянию на 30 июня	**По состоянию на 31 декабря**		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
Разведка и добыча	14 686	14 643	14 878	15 034
Транспортировка нефти	7 237	7 193	7 180	7 287
Транспортировка, хранение, переработка, маркетинг и продажа газа	-	-	11 027	10 699
Переработка и маркетинг	3 043	3 122	3 195	3 312
Международные активы	6 587	6 561	6 835	6 805
Прочее	15 263	15 354	16 503	17 587
КМГ (в качестве холдинговой компании)	579	564	555	863
Итого	**47 395**	**47 437**	**60 173**	**61 587**

Компания взаимодействует с профсоюзами в рамках социального партнерства, предусмотренного положениями трудового законодательства, на отраслевом и региональном уровнях. На отраслевом уровне основные сферы взаимодействия (социальные гарантии, организация труда, принципы выплаты вознаграждения, трудоустройство, гендерная и молодежная политика, безопасность и охрана труда, профилактика и решение трудовых конфликтов и т.д.) определены положениями Отраслевого соглашения по нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслям Республики Казахстан на период с 2020 г. по 2022 г. Представители Компании и ее предприятий принимали активное участие в разработке данного документа.

В Компании действует 29 профсоюзных комитетов, включая местные профсоюзы, которые представляют интересы примерно 35000 сотрудников.

14 и 15 февраля 2022 г. несколько сотрудников ОМГ в Жанаозене вышли на забастовку. Основным требованием сотрудников было повышение зарплат как минимум на 40%.

Для решения данной ситуации были проведены переговоры с руководителями профсоюзных комитетов ОМГ. Впоследствии в целях стабилизации ситуации, обеспечения бесперебойной работы предприятий и предотвращения дальнейшей эскалации трудового конфликта ОМГ согласилось поднять зарплаты на 30% в сравнении с 2021 г.

Судебные процессы

Насколько известно Компании, в течение последних 12 месяцев до даты настоящего Проспекта, за исключением указанных ниже разбирательств, не было никаких разбирательств с участием правительства, судебных и арбитражных разбирательств, включая текущие и ожидаемые разбирательства, которые могут оказывать или оказывали в недавнем прошлом существенное влияние на финансовое положение или рентабельность Компании или Компании и ее консолидированных дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний, рассматриваемых как одно целое.

Расследования Антимонопольных органов

- **Казахойл Актобе.** 10 февраля 2022 г. Департамент Агентства по защите и развитию конкуренции по Актюбинской области инициировал административное разбирательство в отношении Казахойл Актобе в связи с обвинениями в установлении монопольно высоких цен на СУГ в 2021 г. По решению Специализированного межрайонного суда по административным делам города Актобе от 11 марта 2022 г. компания Казахойл Актобе была признана виновной в нарушении и должна была выплатить штраф в размере 15 миллионов тенге. Кроме того, суд принял решение о конфискации прибыли Казахойл Актобе, полученной в результате осуществления монополистической деятельности, в размере 178 миллионов тенге в пользу государства. По решению Актюбинского областного суда от 14 апреля 2022 г. решение суда г. Актобе было оставлено без изменений. 29 апреля 2022 г. компания Казахойл Актобе направила в Генеральную прокуратуру ходатайство об обжаловании этого решения в Верховном суде Республики Казахстан. 17 мая 2022 г. Генеральная прокуратура получила ответ об отсутствии оснований для обжалования и возможности самостоятельной подачи ходатайства о пересмотре решения суда Председателю Верховного суда Республики Казахстан. 19 мая 2022 г. Председателю Верховного суда Республики Казахстан было направлено ходатайство о пересмотре решения суда в порядке кассационного производства. 30 июня 2022 г. Верховный суд Республики Казахстан отказал в рассмотрении ходатайства Казахойл Актобе.

- **Казгермунай.** Против компании Казгермунай также было инициировано разбирательство Департаментом Агентства по защите и развитию конкуренции Кызылординской области по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением, которое выражалось в установлении монопольно высоких цен на СУГ в 2021 г. 15 апреля 2022 г. Специализированный административный суд г. Кызылорды наложил на Казгермунай штраф в размере 126 659 787 тенге и принял решение о конфискации прибыли в размере 1 152 226 751 тенге. 18 мая 2022 г. Кызылординский областной суд отменил решение суда первой инстанции и направил дело в прокуратуру для проведения оценки и определения необходимости в инициировании уголовного разбирательства. Административное дело было прекращено. 7 июля 2022 г., поскольку уголовное разбирательство против Казгермунай не было инициировано, Департамент Агентства по защите и развитию конкуренции Кызылординской области снова инициировал административное разбирательство против Казгермунай в Специализированном суде по административным правонарушениям г. Кызылорды. 15 июля 2022 г. компания Казгермунай направила в суд требование о прекращении административного разбирательства на основании существования вынесенного ранее решения о прекращении административного дела. Суд удовлетворил требование Казгермунай 18 июля 2022 г., и административное дело было прекращено. Решение суда о прекращении дела является окончательным и обжалованию не подлежит.

- **Павлодарский НПЗ**. В течение февраля-июля 2022 года прокуратурой Павлодарской области совместно с Антимонопольным органом проведена проверка деятельности Павлодарского НПЗ на предмет соблюдения казахстанского законодательства об обороте нефти и нефтепродуктов, трудового, налогового и антимонопольного

законодательства на 2020-2021 годы. В марте 2022 года Антимонопольное агентство вынесло заключение о том, что Павлодарский НПЗ якобы установил монопольно высокие цены на услуги по переработке нефти в 2021 году. На основании этой оценки было возбуждено уголовное дело, которое впоследствии было закрыто за отсутствием состава преступления. В июле 2022 года Антимонопольный орган возбудил административное дело по обвинению Павлодарского НПЗ в установлении монопольно высоких цен и обратилось в суд с требованием конфисковать его выручку за 2021 год в размере 22 миллиардов тенге и наложить штраф в размере 6,23 миллиардов тенге. В августе-сентябре 2022 года Павлодарский НПЗ несколько раз пытался обжаловать постановления по административному делу, однако эти апелляции были отклонены. Павлодарский НПЗ намерен и дальше обжаловать решения в вышестоящих судах. В сентябре 2022 года, после отклонения первоначальных апелляций, Группа признала резервы в размере 28,19 миллиардов тенге.

- **Атырауский НПЗ**. В течение февраля-сентября 2022 года прокуратурой Атырауской области совместно с Антимонопольным органом проведена проверка деятельности Атырауского НПЗ. 22 сентября 2022 года прокуратура Атырауской области вынесла заключение о том, что Атырауский НПЗ установил монопольно высокий тариф на услуги по переработке нефти на 2020-2021 годы. Атырауский НПЗ представил обоснование указанных тарифов на 2020-2021 годы. Группа считает, что риск оценки обязательств в отношении Атырауского НПЗ маловероятен, поэтому Группа не признавала каких-либо резервов по состоянию на 30 сентября 2022 года.

- **Шымкентский НПЗ**. В течение февраля-августа 2022 года прокуратурой города Шымкент с привлечением Антимонопольного органа проведена проверка деятельности Шымкентского НПЗ. 6 августа 2022 года прокуратура города Шымкента вынесла заключение об отсутствии признаков установления Шымкентским НПЗ монопольно высокого тарифа на услуги по переработке нефти в 2020-2021 годах.

- **Rompetrol Moldova**. С начала 2021 года РПМ (дочерняя компания KMG International, действующая в Молдове) участвует в расследовании и связанных с ним судебных разбирательствах, инициированных Советом по конкуренции Молдовы («**СКМ**»), в которых утверждается, что РПМ договорился с другими игроками отрасли о розничных ценах на нефтепродукты. РМП оспаривает отчет о конкуренции, подготовленный отделом расследований СКМ, который лег в основу обвинений в соответствии с применимыми правилами. Несколько попыток отклонить указанный отчет не увенчались успехом. 26 мая 2022 года местный суд вынес решение об отклонении ходатайства РПМ об отклонении отчета. На дату настоящего Проспекта, РПМ ожидает оснований для отклонения запроса РПМ и будет использовать другие доступные по закону средства правовой защиты для продолжения оспаривания утверждений СКМ.

Налоговые проверки

- **Налоговая проверка Атырауского НПЗ**. 15 декабря 2020 года по результатам комплексной налоговой проверки за 2015-2017 годы Атырауский НПЗ получил доначисление НДС на 9 257 миллионов тенге, включая пени, а также сокращены налоговые убытки на будущие периоды на 29 026 миллионов тенге. Атырауский НПЗ обжаловал оценку в Министерстве финансов. Хотя Группа считает, что риск доначисления налога является маловероятным, по состоянию на 31 июня 2022 года рассмотрение апелляции Министерством финансов остается приостановленным до выяснения характера основных обстоятельств.

- **Налоговая проверка Павлодарского НПЗ**. 1 марта 2022 года по результатам комплексной налоговой проверки за 2016-2020 годы Павлодарскому НПЗ доначислено налогов на сумму 19 607 миллионов тенге, включая пени, а также скращены налоговые убытки на будущие периоды на 15 579 миллионов тенге. Павлодарский НПЗ

обжаловал оценку в Министерстве финансов. Хотя Группа считает, что доначисление налога маловероятно, рассмотрение апелляции Министерством финансов остается приостановленным до выяснения обстоятельств.

- **Налоговая проверка Шымкентского НПЗ**. В 2021 году по результатам комплексной налоговой проверки за 2016-2020 годы Шымкентский НПЗ получил доначисление по НДС на 4 586 миллионов тенге, по налогу на прибыль 3 304 миллионов тенге, по дополнительным налогам на 208 миллионов тенге и пени на 1 153 миллионов тенге. Шымкентский НПЗ обжаловал оценку в Министерстве финансов. Рассмотрение обращения приостановлено Министерством финансов РК до выяснения обстоятельств. Хотя Группа считает, что доначисление налога маловероятно, рассмотрение апелляции Министерством финансов остается приостановленным до выяснения обстоятельств. По состоянию на 30 июня 2022 г. Группа не создавала резервов по данному вопросу.

Прочие судебные разбирательства

- **Oilfield Exploration Business S.A.** В настоящее время ведется арбитражное разбирательство между «Oilfield Exploration Business Solutions» - дочерней компанией «KMG International N.V.», и Национальным агентством минеральных ресурсов Румынии («**НАМР**») в связи с невыполнением обязательств по проведению поисково-разведочных работ в г. Фокшани в Румынии. Сумма требований составила около 20 миллионов долларов США. Арбитражное разбирательство было завершено 29 июля 2022 г. решением арбитражного суда, согласно которому компания «Oilfield Exploration Business S.A.» обязана выплатить НАМР 10 105 000 долларов США плюс проценты за невыполнение обязательств, предусмотренных концессионным соглашением, заключенным в отношении блока Фокшани.

- **Faber.** Дочерняя компания Компании KMGI является участником текущего разбирательства с компанией «Faber» - бывшим владельцем неконтролирующей доли участия в «Rompetrol Rafinare SA» - расположенном в Румынии НПЗ, который является дочерней компании KMGI. Компания «Faber» возобновила рассмотрение несколько гражданских исков, поданных в 2020 г. против «Rompetrol Rafinare», с требованием отменить решения, принятые на собрании акционеров «Rompetrol Rafinare» в периоде с 2001 г. по 2005 г. Некоторые решения уже рассматривались судом, который отклонил требования компании «Faber», однако компания «Faber» впоследствии обжаловала эти решения. Также в феврале 2022 г. после двух неудачных попыток компания «Faber» направила другую схожую претензию против KMGI и «Rompetrol Rafinare» с требованием возмещения убытков, предположительно понесенных в результате принятия на общем собрании решений, которые предположительно не являлись юридически обязательными (включая требование об аннулировании решения об увеличении акционерного капитала «Rompetrol Rafinare» в периоде с 2003 г. по 2005 г.), а также с требованием о компенсации убытков в размере около 118 миллионов долларов США. 23 июня 2022 года одна из претензий Faber была отклонена судом, оставившим без изменения решение в пользу Rompetrol Rafinare. Faber продолжает подавать аппеляции на судебные решения (включая предыдущее решение вынесенное ранее решение о снятии ареста, наложенного на некоторые активы Rompetrol Rafinare), некоторые судебные слушания назначены в 4 квартале 2022 года. На данный момент три дела являются окончательными и безотзывно закрытыми, и 14 октября 2022 года суд также снял оставшуюся часть ареста, наложенного в рамках уголовного производства. Группа уверена в своей позиции, что требования Faber будут отклонены, нельзя с точностью предсказать результат разбирательства, поскольку некоторые их претензий и (или) ходатайств Faber еще не рассматривались судом.

- Хотя Группа полагает, что ее позиция в отношении требований Faber останется неизменной, нет уверенности в окончательном исходе дела, поскольку слушания в суде по некоторым документам и (или) апелляциям Faber еще предстоят.

- **Аудит в связи с возмещением затрат в рамках СРП.** Компания и ее партнеры в рамках СРП сталкиваются с проблемами возмещения определенных затрат, понесенных в рамках СРП, после проверки возмещаемости затрат, проведенной соответствующими уполномоченными государственными органами. По состоянию на 31 декабря 2021 г. доля Группы в таких затратах составляла около 1,177 миллионов долларов США (или 508 миллиардов тенге). Компания и ее партнеры по совместному предприятию и ассоциированные компании в рамках СРП участвуют в переговорах с Правительством в связи с такими затратами.

- **КазРосГаз.** В августе 2022 года, КазРосГаз получил уведомление о возбуждении арбитражного разбирательства от одного из своих контрагентов по договору купли-продажи газа, связанному с положениями об определении цены. В соответствии с соглашением о взаимных гарантиях Компания гарантирует обязательства КазРосГаза по договору купли-продажи газа в размере своей доли участия в КазРосГаз. В настоящее время КазРосГаз работает над урегулированием спора путем переговоров. Компания оценивает влияние данного требования на свои гарантийные обязательства.

Программа страхования

Компания внедрила в 2022 г. - после основания Компании и изменила в 2005 г. - после основания кэптивной страховой компании, единую программу корпоративного страхования («**Программа страхования**») в целях обеспечения стабильности всех ее дочерних и аффилированных компаний. Условия программы страхования аналогичны общепринятым в нефтегазовой отрасли условиям и подобраны с учетом конкретных видов деятельности Компании. Программа страхования включена в программу корпоративного страхования Самрук-Казына, регулируется положениями корпоративной политики Самрук-Казына (с 2012 г.) и действует в отношении всех дочерних компаний группы Самрук-Казына.

Программа страхования предусматривает страхование на случай причинения вреда имуществу и страхование катастрофических рисков, страхование на случай выхода скважин из-под контроля и страхование гражданской ответственности, страхование морских грузов, страхование всех строительных рисков, а также страхование ответственности директоров и руководящих сотрудников. Поскольку это нетипичный страховой продукт для Казахстана, страхование рисков, связанных с прерыванием производственного процесса, предусмотрено лишь для некоторых дочерних компаний Компании. Программа страхования не предусматривает, и Компания обычно не обеспечивает (с некоторыми исключениями), обязательное страхование на случай причинения ущерба окружающей среде в результате ее деятельности, саботажа или теракта, а также киберстрахование.

Кэптивная страховая компания Компании «Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd» отвечает за реализацию программы страхования, а также за обеспечение других видов страхования, необходимых Компании. Перестрахование в рамках Программы страхования осуществляется главным образом на имеющих определенный рейтинг международных рынках перестрахования (с рейтингом «A» или выше по оценкам агентства «S&P» или с аналогичным рейтингом) с привлечением имеющих определенный рейтинг казахстанских рынков перестрахования.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. в программе страхования принимают участие: ЭМГ, ОМГ, KazGPZ, КТО, Атырауский НПЗ и Павлодарский НПЗ. Помимо Программы страхования Компания приобретает услуги по страхованию на добровольной основе, включая следующие виды страхования: (i) страхование головного офиса на случай причинения вреда имуществу (ii) страхование ответственности директоров и руководящих сотрудников, (iii) перестрахование долей в совместных предприятиях и консорциумах в пределах доли участия.

Компания обеспечивает обязательное страхование своих сотрудников от несчастных случаев, возникающих при выполнении ими должностных обязанностей. Также Компания обеспечивает

следующие виды обязательного страхования: (i) обязательное страхование экологических рисков, (ii) обязательное страхование ответственности владельцев транспортных средств, и (iii) обязательное страхование ответственности владельцев опасных объектов.

Смотрите *«Факторы риска — Факторы риска, связанные с деятельностью компании — Страховой защиты Компании может не хватить на покрытие убытков, вытекающих из потенциальных эксплуатационных опасностей и непредвиденных перерывов»*.

Информационные технологии

Управление в сфере Информационных технологий («**ИТ**») в Компании осуществляется Отделом ИТ, который выполняет следующие функции: разработка и внедрение программы ИТ, разработка технических требований к проектам в сфере ИТ, контроль внедрения и применения информационных систем и обеспечение непрерывной работы информационной и телекоммуникационной инфраструктуры Компании. В рамках своей реорганизации Компания проводит интеграцию информационных систем и эксплуатационных данных по всем дочерним компаниям Компании в одной централизованной информационной системе.

В настоящее время у Компании нет отдельного центра восстановления после катастрофического отказа или сервера, расположенного за пределами основных административных помещений Компании. В рамках текущих проектов преобразования Компании Компания арендует компьютерную инфраструктуру, включая услуги виртуальных дата-центров, для хранения данных за пределами своих помещений.

Система управления информационной безопасностью Компании прошла сертификацию на соответствие требованиям стандарта ISO 27001. В рамках проектов преобразования Компании принимаются меры по усовершенствованию систем управления информационной безопасностью и по обеспечению централизации. Для этих целей в Компании был создан отдел кибербезопасности, отвечающий за предотвращение киберпреступлений.

Ассоциированные компании и совместные предприятия Компании в прошлом подвергались нескольким кибератакам. А именно, в 2017 году НКОК была одной из организаций, пострадавших от атаки программы-вымогателя «WannaCry» (в ходе которой устройства многих известных организаций были заражены программой-вымогателем, которая шифровала файлы этих организаций и угрожала удалить их, если хакерам не будет выплачено вознаграждение). Однако, добыча нефти не пострадала, проблем с безопасностью не возникло, данные были восстановлены, и системы вернулись в нормальное состояние за короткое время. Кроме того, в 2021 году компания Rompetrol Rafinare (оператор нефтеперерабатывающего завода Petromidia) подверглась попытке несанкционированного доступа к ее компьютерным системам, что не привело к серьезным сбоям, но не оказало существенного негативного влияния на ее деятельность, а в марте 2022 года, Rompetrol Rafinare столкнулась со сложной кибератакой, в результате которой была приостановлена работа веб-сайта и некоторых приложений. Однако на работу нефтеперерабатывающего завода и автозаправочных станций Petromidia это не повлияло. Смотрите «*Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Деятельность Группы зависит от надежности и безопасности ее ИТ-систем*».

ВЫДЕРЖКИ ИЗ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ОТЧЕТНОСТИ О ФИНАНСОВЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ

Проверенная аудитором финансовая информация, изложенная в настоящем Проспекте в отношении Компании, если прямо не указано иное и подлежит округлению, была получена из финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с МСФО.

Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте, по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2019 года, была получена на основе проверенной консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на год, закончившийся 31 декабря 2020 года.

Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте, по состоянию и за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2021 годов, была получена на основе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию и за год, закончившийся 31 декабря 2021 года.

Консолидированная финансовая информация Компании, представленная в настоящем Проспекте, по состоянию на шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 и 2021 годов, была получена на основе неаудированной консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, которавя была проверена EY.

Независимыми аудиторами Компании являются EY, зарегистрированные по адресу: Есентай Тауэр, пр. Аль-Фараби, 77/7, Алматы 050060, Казахстан.

В Финансовых отчетах отсутствуют оговорки.

Ниже представлена финансовая отчетность Группы за год по состоянию 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г., а также за полугодовые периоды, по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. (в зависимости от контекста). Данная информация была получена из Финансовой отчетности, включая примечания, содержащиеся в настоящем Проспекте, ее следует читать вместе с Финансовой отчетностью, ее юридическая сила обеспечивается посредством ссылки на полный текст Финансовой отчетности.

Потенциальным инвесторам следует читать выдержки из финансовой отчетности вместе с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Операционный и финансовый обзор», «Описание деятельности Компании», а также вместе с Финансовой отчетностью, включая примечания к ней, и с другими сведениями финансового характера, содержащимися в настоящем Проспекте.

Консолидированный отчет о финансовом положении

	По состоянию на 30 июня	**По состоянию на 31 декабря**		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
	(*не прошедший аудит*)	*(проведены аудиторские проверки)*		
		(*в миллионах тенге*)		
Активы				
Долгосрочные активы				
Основные средства	3 496 920	3 405 980	4 369 745	4 484 271
Активы в виде прав на использование	48 370	40 551	53 661	38 379
Геологоразведочные и оценочные активы	46 356	43 541	158 385	179 897
Инвестиционная недвижимость	17 995	19 711	22 826	9 541
Нематериальные активы	186 219	182 222	168 481	171 172
Долгосрочные банковские депозиты	60 433	56 058	56 528	52 526
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	7 564 841	6 550 384	6 471 021	5 590 384
Активы по отсроченному налогу на прибыль	61 037	34 035	58 590	73 714

	По состоянию на 30 июня	По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
	(*не прошедший аудит*)	*(проведены аудиторские проверки)*		
		(*в миллионах тенге*)		
НДС к получению	12 087	11 972	94 481	133 557
Аванс по долгосрочным активам	48 553	40 845	23 343	73 367
Займы и дебиторская задолженность связанных сторон	145 698	142 394	684 610	615 546
Другие долгосрочные финансовые активы	11 633	13 248	11 651	2 488
Другие долгосрочные нефинансовые активы	4 762	4 784	3 542	17 162
	11 704 904	**10 545 725**	**12 176 864**	**11 442 004**
Текущие активы				
Материально-Производственные Запасы	348 317	259 497	228 065	281 215
НДС к получению	21 413	24 845	106 695	74 049
Предоплата по подоходному налогу	18 731	24 900	70 301	54 517
Дебетовое сальдо расчетов с покупателями	833 841	418 255	422 821	397 757
Краткосрочные банковские депозиты	609 447	510 513	282 472	359 504
Займы и дебиторская задолженность связанных сторон	449 353	485 765	27 795	138 719
Другие текущие финансовые активы	159 391	329 503	57 071	63 555
Другие текущие нефинансовые активы	91 347	76 614	88 821	198 539
Денежные средства и их эквиваленты	973 258	975 849	1 145 864	1 064 452
	3 505 098	**3 105 741**	**2 429 905**	**2 632 307**
Активы, предназначенные для продажи	386	795	46 518	7 604
	3 505 484	3 106 536	2 476 423	2 639 911
Всего активов	**15 210 388**	**13 652 261**	**14 653 287**	**14 081 915**
Капитал и обязательства				
Капитал				
Акционерный капитал	916 541	916 541	916 541	916 541
Добавочный капитал	1 142	1 142	8 981	40 794
Прочие резервы капитала	(27 007)	10 113	58	83
Резерв учёта курсовых разниц	2 690 703	2 260 533	2 146 035	1 731 747
Нераспределенная прибыль	5 414 887	5 059 634	5 636 705	5 469 236
Отнесенное на счет акционеров Материнской компании	**8 996 266**	**8 247 963**	**8 708 320**	**8 158 401**
Неконтролирующая доля участия	(70 007)	(89 282)	(71 641)	38 255
Общий капитал	**8 926 259**	**8 158 681**	**8 636 679**	**8 196 656**
Долгосрочные обязательства				
Займы	3 578 712	3 261 347	3 716 892	3 584 076
Резервы	226 274	222 936	303 154	273 589
Обязательства по отсроченному налогу на прибыль	660 036	545 763	555 894	509 462
Обязательства по аренде	40 801	36 106	45 499	35 996
Другие долгосрочные финансовые обязательства	15 666	15 915	32 963	16 365
Другие долгосрочные нефинансовые обязательства	37 560	39 229	28 831	27 329
	4 559 049	**4 121 296**	**4 683 233**	**4 446 817**
Текущие обязательства				
Займы	355 985	484 980	361 556	253 428
Резервы	19 377	22 309	63 235	103 538
Задолженность по подоходному налогу	27 332	6 882	8 967	13 011
Торговая кредиторская задолженность	870 116	519 201	536 922	667 861
Задолженность по другим налогам	186 443	126 424	130 263	86 666
Обязательства по аренде	9 931	8 988	16 971	10 922
Другие текущие финансовые обязательства	112 762	69 231	86 440	93 139

	По состоянию на 30 июня	По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
	(*не прошедший аудит*)	(*проведены аудиторские проверки*)		
		(*в миллионах тенге*)		
Другие текущие нефинансовые обязательства	143 134	134 269	129 021	209 877
	1 725 080	**1 372 284**	**1 333 375**	**1 438 442**
Всего обязательств	**6 284 129**	**5 493 580**	**6 016 608**	**5 885 259**
Итого по капиталу и обязательствам	**15 210 388**	**13 652 261**	**14 653 287**	**14 081 915**
Балансовая стоимость обыкновенной акции в тысячах тенге	**14,325**	**13,074**	**13,880**	**13,154**

Консолидированная отчетность по совокупному доходу

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г. (пересчитано)	2021 г.	2020 г. (пересчитано)	2019 г.
	(*не прошедшие аудит*)		(*проведены аудиторские проверки*)		
			(*в миллионах тенге*)		
Выручка и прочие доходы					
Выручка по договорам с покупателями	4 203 150	2 672 028	5 838 793	3 624 964	6 858 856
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	643 548	324 165	768 733	280 815	827 979
Финансовый доход	52 902	34 645	84 599	87 987	240 880
Прибыль от продажи дочерних компаний и совместных предприятий	–	2 674	19 835	—	17 481
Прочие операционные доходы	10 038	14 381	30 779	19 020	24 936
Общая выручка и прочие доходы	**4 909 638**	**3 047 893**	**6 742 739**	**4 012 786**	**7 970 132**
Затраты и расходы					
Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов	(2 817 958)	(1 621 125)	(3 596 491)	(1 901 236)	(3 913 744)
Производственные расходы	(482 206)	(312 816)	(693 031)	(656 178)	(721 693)
Налоги, кроме налога на прибыль	(291 171)	(189 918)	(428 639)	(254 322)	(454 295)
Износ, истощение и амортизация	(163 416)	(160 082)	(322 068)	(317 427)	(337 424)
Транспортные и коммерческие расходы	(69 811)	(65 552)	(131 912)	(137 144)	(420 402)
Общие и административные расходы	(66 793)	(57 079)	(148 478)	(146 625)	(213 967)
Восстановление обесценения/ (обесценение) имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи	630	(3 758)	(20 724)	(243 893)	(150 751)
Расходы на разведку	–	(19 800)	(79 083)	(19 807)	(57 068)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	-	-	(64)	(30 654)	–
Финансовые затраты	(153 361)	(115 824)	(249 265)	(265 372)	(317 433)
Чистая прибыль /(убытки), полученная в результате изменения величины курса	(39 920)	3 780	17 781	(16 189)	8 479
Убыток от выбытия дочерних компаний	–	(1 351)	–	–	–
Прочие расходы	(14 072)	(8 595)	(24 510)	(28 094)	(7 203)
Общие затраты и расходы	**(4 098 078)**	**(2 552 120)**	**(5 676 484)**	**(4 016 941)**	**(6 585 501)**
Прибыль (/убыток) до налогообложения	**811 560**	**495 773**	**1 066 255**	**(4 155)**	**1 384 631**

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г. (пересчитано)	2021 г.	2020 г. (пересчитано)	2019 г.
	(*не прошедшие аудит*)		(*проведены аудиторские проверки*)		
	(*в миллионах тенге*)				
Расходы по подоходному налогу	(134 600)	(106 085)	(221 393)	(85 276)	(226 180)
Прибыль/(убыток) за период от продолжающейся деятельности	**676 960**	**389 688**	**844 862**	**(89 431)**	**1 158 451**
Прекращенная деятельность					
Прибыль после уплаты подоходного налога за период от прекращенной деятельности	—	254 745	352 478	261 328	6
Чистая прибыль за период	676 960	644 433	**1 197 340**	**171 897**	**1 158 457**
Чистая прибыль/(убыток) за период, приходящаяся на:					
Акционеры Материнской компании	656 162	643 859	1 215 561	273 237	1 197 157
Неконтролирующая доля участия	20 798	574	(18 221)	(101 340)	(38 700)
	676 960	**644 433**	**1 197 340**	**171 897**	**1 158 457**
Прочий совокупный доход (убыток)					
Прочий совокупный доход/(убыток) переносится в доход или убытки последующих периодов					
Хеджирование	(37 120)	(583)	10 055	(25)	-
Курсовая разница при обмене иностранной валюты	474 367	80 777	126 673	450 936	(32 072)
Влияние налогообложения	(43 693)	(7 221)	(11 818)	(36 481)	(1 240)
Прочий чистый совокупный доход переносится в доход или убытки последующих периодов за вычетом налогов	**393 554**	**72 973**	**124 910**	**414 430**	**(33 312)**
Прочий совокупный доход переносится в доход или убытки последующих периодов					
Актуарная прибыль по программам пенсионного обеспечения Группы за вычетом налогов	1 642	—	5 959	(10 592)	(5 688)
Актуарный (убыток)/ прибыль по программам пенсионного обеспечения совместных предприятий за вычетом налогов	116	137	(169)	(285)	199
Влияние налогообложения	—	—	(48)	108	1 179
Прочий чистый совокупный доход, который не переносится в доход или убытки последующих периодов, за вычетом налогов	**1 758**	**137**	**5 742**	**(10 769)**	**(4 310)**
Прочий чистый совокупный доход за период за вычетом налогов	**395 312**	**73 110**	**130 652**	**403 661**	**(37 622)**
Общий совокупный доход за период за вычетом налогов	**1 072 272**	**717 543**	**1 327 992**	**575 558**	**1 120 835**
Общий совокупный доход /(убыток) за период, приходящийся на:					
Акционеры Материнской компании	1 051 070	716 797	1 344 408	677 742	1 159 447
Неконтролирующие доли участия	21 202	746	(16 416)	(102 184)	(38 612)
	1 072 272	**717 543**	**1 327 992**	**575 558**	**1 120 835**

Консолидированная отчетность по движению наличных средств

	Полугодие по состоянию на 30 июня		По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г. (пересчитано)	2021 г.	2020 г. (пересчитано)	2019 г.
	(*не прошедшие аудит*)		(*проведены аудиторские проверки*)		
	(*в миллионах тенге*)				
Движение наличных средств от операционной деятельности					
Прибыль/(убыток) от продолжающейся деятельности до уплаты подоходного налога	811 560	495 773	1 066 255	(4 155)	1 384 631
Прибыль от прекращенной деятельности до уплаты подоходного налога	–	277 857	407 993	282 355	6
Прибыль до налогообложения	**811 560**	**773 630**	**1 474 248**	**278 200**	1 384 637
Корректировки:					
Износ, истощение и амортизация	163 416	160 082	322 068	317 427	337 424
Износ, истощение и амортизация от прекращенной деятельности	—	37 312	63 502	42 856	—
Восстановление обесценения / (обесценение) имущества, установок и оборудования, разведочных и оценочных активов, нематериальных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи	(630)	3 774	20 724	243 694	150 751
Расходы на разведку	—	19 800	79 083	19 807	57 068
Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании	—	—	64	30 654	—
Нереализованный убыток/(доход) от продуктов нефтепереработки	—	—	—	626	(465)
Реализованный убыток/(доход) от продуктов нефтепереработки	78 908	7 879	14 954	(22 946)	(8 410)
Финансовый доход	(52 902)	(34 645)	(84 599)	(87 987)	(240 880)
Финансовый доход от прекращенной деятельности	—	(11 442)	(19 750)	(21 766)	—
Финансовые затраты	153 361	115 824	249 265	265 372	317 433
Затраты на финансирование от прекращенной деятельности	—	21 365	36 330	32 179	—
Убыток от выбытия дочерних компаний	—	1 351	—	—	–
Прибыль от продажи совместных предприятий	—	(2 674)	(19 835)	–	—
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	(643 548)	(324 165)	(768 733)	(280 815)	(827 979)
Доля в прибыли совместных и ассоциированных компаний, нетто	—	(157 059)	(275 100)	(230 380)	—
Движение запасов	20 193	(6 270)	(140 318)	(43 174)	2 967
Чистый убыток/(прибыль) от курсовых разниц	61 439	1 987	(6 565)	45 388	4 142
Списание материальных ценностей по чистой реализуемой стоимости	8 976	3 377	4 091	357	(2 534)
Убыток/(прибыль) от реализации имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, инвестиций в имущество и активов, предназначенных для продажи, нетто	793	(5 222)	(2 259)	6 508	6 430
(Восстановление)/начисление НДС к получению	—	—	(5 144)	6 435	15 703

	Полугодие по состоянию на 30 июня		По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г. (пересчитано)	2021 г.	2020 г. (пересчитано)	2019 г.
	(*не прошедшие аудит*)		(*проведены аудиторские проверки*)		
			(*в миллионах тенге*)		
Изменения финансовых гарантий	—	—	3 527	6 288	(6 956)
НДС, который не подлежит зачету	—	—	2 599	4 528	6 910
Резерв по предполагаемым убыткам по кредитам по торговой дебиторской задолженности и другим финансовым активам, по другим текущим активам	—	—	3 453	4 225	14 096
Прибыль от продажи дочерних компаний	—	—	—	—	(17 481)
Корректировка по погашению авансов, полученных за поставку нефти	—	—	—	—	(864 450)
Другие корректировки	2 844	6 039	427	(267)	55
Операционная прибыль до изменения оборотного капитала	**604 410**	**610 943**	**952 032**	**617 209**	**328 461**
Изменения НДС к получению	3 302	60 957	73 253	(3 993)	(28 070)
Изменения в материальных запасах	(127 205)	(29 602)	(90 603)	82 337	11 710
Изменения в дебетовом сальдо расчетов с покупателями и другие текущие активы	(420 697)	(135 047)	(124 957)	121 837	11 466
Изменения в торговой кредиторской и другой задолженности и договорные обязательства	277 454	(29 396)	227 645	(305 380)	(23 578)
Изменения в задолженности по другим налогам	41 657	(5 080)	(52 580)	34 066	(19 916)
Денежные средства полученные от операционной деятельности	**378 921**	**472 775**	**984 790**	**546 076**	**280 073**
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	123 038	121 620	415 359	134 772	126 461
Чистая сумма платежей по производным инструментам	—	—	—	(142)	(7)
Выплаченный подоходный налог	(55 362)	(31 202)	(111 373)	(87 984)	(161 979)
Полученные проценты	17 168	18 837	39 496	90 798	118 207
Выплаченные проценты	(109 610)	(138 286)	(249 775)	(236 987)	(238 954)
Чистый денежный поток от операционной деятельности	**354 155**	**443 744**	**1 078 497**	**446 533**	**123 801**
Движение наличных средств от инвестиционной деятельности					
Размещение депозитов в банках	(503 950)	(228 441)	(819 226)	(581 666)	(1 755 141)
Изъятие депозитов из банков	454 519	266 209	585 614	685 773	1 784 128
Приобретение основных средств, нематериальных активов и активов, связанных с разведкой и оценкой	(166 392)	(153 077)	(409 660)	(396 406)	(444 193)
Прибыль от продажи имущества, установок и оборудования, разведочных и оценочных активов и активов, предназначенных для продажи	1 382	68 759	71 084	50 738	42 776
Дополнительные вложения в совместные предприятия без смены владельца	(67)	(1 926)	(1 926)	(6 586)	(889)
Прибыль от реализации дочерних компаний, за вычетом денежных средств, выбывших в результате	–	728	(375 910)	8 710	56 760
Прибыль от реализации совместных предприятий			17 169	5 966	—

	Полугодие по состоянию на 30 июня		По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	2021 г. (пересчитано)	2021 г.	2020 г. (пересчитано)	2019 г.
	(*не прошедшие аудит*)		(*проведены аудиторские проверки*)		
	(*в миллионах тенге*)				
Займы, выданные третьим лицам	(33 156)	(24 268)	(73 274)	(57 485)	(56 516)
Причитающиеся выплаты от третьих лиц по займам	12 958	12 282	24 438	72 721	47 656
Приобретение долговых ценных бумаг	—	—	(14 741)	(928)	454
Прибыль от продажи долговых ценных бумаг	—	—	10 528	636	—
Прибыль от векселей к получению от акционера совместного предприятия	—	—	—	11 512	5 403
Прочее	(793)	73	(2 790)	1 404	—
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	**(235 499)**	**(59 661)**	**(988 694)**	**(205 611)**	**(319 562)**
Движение наличных средств от финансовой деятельности					
Прибыль от займов	108 460	165 933	451 096	676 979	271 772
Выплата займов	(75 088)	(167 820)	(339 552)	(807 355)	(444 656)
Дивиденды, выплаченные в пользу Самрук-Казына и Национальному банку РК	(199 997)	(45 212)	(49 999)	(81 738)	(36 998)
Дивиденды, выплаченные владельцам неконтролирующих долей	(1 003)	(5 078)	(5 756)	(4 553)	(5 693)
Распределение дивидендов Самрук-Казына	(1 762)	(600)	(534)	(7 987)	(36 297)
Резервирование наличности для выплаты займов	—	(32 799)	(292 258)	—	—
Обратный выкуп акций у дочерней компании	—	—	—	(212)	(2 318)
Выплаты по финансовым гарантиям	—	—	—	(1 383)	—
Выплата основной суммы по лизинговым обязательствам	(7 113)	(12 142)	(45 530)	(18 978)	(16 181)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности	**(176 503)**	**(97 718)**	**(282 533)**	**(245 227)**	**(270 371)**
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты	55 128	12 807	22 851	85 341	(14 985)
Изменения в резервах на ожидаемые кредитные убытки	128	(92)	(136)	376	(279)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	**(2 591)**	**299 080**	**(170 015)**	**81 412**	**(481 396)**
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	975 849	1 145 864	1 145 864	1 064 452	1 545 848
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	**973 258**	**1 444 944**	**975 849**	**1 145 864**	**1 064 452**

Альтернативные показатели производительности

В следующей таблице представлены альтернативные показатели производительности, используемые руководством Компании при оценке производительности Компании, отражающие показатели деятельности Компании:

	За полугодие (Промежуточного показателя EBITDA за последние двенадцать месяцев) по состоянию на 30 июня	За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**[1]	**2020 г.**[1]	**2019 г.**[1]
	(в миллиардах тенге, кроме коэффициентов) (без аудита)			
EBITDA[2]	1 118,7	1 609,0	810,4	1 962,7
Скорректированный показатель EBITDA[3]	598,2	1 255,6	664,2	1 261,2
Промежуточный показатель EBITDA за последние двенадцать месяцев[4]	1 664,4	—	—	—
Долг (включая текущие платежи)[5]	3 934,7	3 746,3	4 078,4	3 837,5
Денежные средства и депозиты (в том числе долгосрочные)[6]	1 643,1	1 542,3	1 484,9	1 476,4
Чистый долг[7]	2 291,6	2 204,0	2 593,5	2 361,1
Свободный денежный поток[8]	187,7	668,8	50,1	544,0
Чистый долг/ EBITDA[9]	2,0	1,4	3,2	1,2
Чистый долг/ Скорректированный показатель EBITDA[10]	3,8	1,7	3,9	1,9

Примечания:

(1) Финансовые показатели и коэффициенты за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. рассчитаны с соответствующими корректировками по активам, отнесенным к категории предназначенных для продажи. Смотрите Примечания 3 и 15 к Финансовой отчетности.

(2) Рассчитано как выручка плюс доля в прибыли от совместных предприятий нетто минус стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов, расходы на производство, общие и административные расходы, транспортные и торговые расходы, налоги, за исключением подоходного налога.

(3) Рассчитано как EBITDA минус доля в прибыли от совместных предприятий и ассоциированных компаний нетто плюс дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний.

(4) Рассчитано как EBITDA за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., минус EBITDA за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г., плюс EBITDA за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г.

(5) Рассчитано как текущая доля заемных средств плюс доля долгосрочных заемных средств.

(6) Рассчитано как сумма денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных банковских депозитов и долгосрочных банковских депозитов.

(7) Рассчитано как задолженность минус денежные средства и депозиты.

(8) Рассчитано как чистый денежный поток от операционной деятельности плюс корректировка на выплату авансов, полученных за поставки нефти, минус приобретение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, инвестиционной собственности и разведочных и оценочных активов. Дивиденды, полученные от совместных и ассоциированных предприятий, включаются в состав денежных потоков от операционной деятельности.

(9) Рассчитано как коэффициент чистой консолидированной задолженности, разделенной на показатель EBITDA.

(10) Рассчитано как коэффициент чистой консолидированной задолженности, разделенной на скорректированный показатель EBITDA.

В следующей таблице представлены данные по сверке EBITDA, скорректированного показателя EBITDA и промежуточного показателя EBITDA за последние двенадцать месяцев с выручкой за указанные периоды:

	За 12 месяцев, по состоянию на 30 июня	За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
	(в миллиардах тенге, кроме коэффициентов) (без аудита)			
Выручка	4 203,1	5 838,8	3 625,0	6 858,8
Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов	(2 817,9)	(3 596,5)	(1 901,2)	(3 913,7)
Производственные расходы	(482,2)	(693,0)	(656,2)	(721,7)
Налоги, кроме налога на прибыль	(291,2)	(428,6)	(254,3)	(454,3)
Транспортные и коммерческие расходы	(69,8)	(131,9)	(137,1)	(420,4)
Общие и административные расходы	(66,8)	(148,5)	(146,6)	(214,0)
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	643,5	768,7	280,8	828,0
Показатель EBITDA	**1 118,7**	**1 609,0**	**810,4**	**1 962,7**
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	(643,5)	(768,7)	(280,8)	(828,0)
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	123,0	415,3	134,8	126,5
Скорректированный показатель EBITDA	**598,2**	**1 255,6**	**664,4**	**1 261,2**
Промежуточный показатель EBITDA за последние двенадцать месяцев	1 664,4	—	—	—

В следующей таблице представлены данные по сверке (i) суммы задолженности (включая текущую задолженность) с суммой заемных средств (текущих) и заемных средств (долгосрочных); (ii) суммы денежных средств и депозитов (включая долгосрочные) с суммой банковской наличности, краткосрочных депозитов и долгосрочных депозитов; (iii) суммы чистой задолженности с суммой заемных средств и суммы денежных средств и их эквивалентов на указанные даты:

	По состоянию на 30 июня	**По состоянию на 31 декабря**		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
	(в миллиардах тенге) (без аудита)			
Заемные средства (долгосрочные)	3 578,7	3 261,3	3 716,9	3 584,1
Заемные средства (текущие)	356,0	485,0	361,5	253,4
Долг (включая текущие платежи)	**3 934,7**	**3 746,3**	**4 078,4**	**3 837,5**
Денежные средства и их эквиваленты	973,3	975,8	1 145,9	1 064,4
Краткосрочные банковские депозиты	609,4	510,5	282,5	359,5
Долгосрочные банковские депозиты	60,4	56,0	56,5	52,5
Денежные средства и депозиты (в том числе долгосрочные)	**1 643,1**	**1 542,3**	**1 484,9**	**1 476,4**
Чистый долг	**2 291,6**	**2 204,0**	**2 593,5**	**2 361,1**

В следующей таблице представлены данные по сверке суммы свободного денежного потока с суммой чистого денежного потока от операционной деятельности за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		**За год по состоянию на 31 декабря**		
	2022 г.	**2021 г.**	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
	(в миллиардах тенге) (без аудита)				
Чистый денежный поток от операционной деятельности	354,1	443,7	1 078,5	446,5	123,8
Предоплата ТШО за сырую нефть	—	—	——	——	864,4
Приобретение основных средств, нематериальных активов и активов, связанных с разведкой и оценкой	(166,4)	(153,1)	(409,7)	(396,4)	(444,2)
Свободный денежный поток	**187,7**	**290,6**	**668,8**	**50,1**	**544,0**

ОБЗОР ОПЕРАЦИОННЫХ И ФИНАНСОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Представленный ниже обзор операционных и финансовых показателей деятельности Компании следует читать вместе с Финансовой отчетностью и с примечаниями к Финансовой отчетности, представленными в настоящем Проспекте. Финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с требованиями МСФО. Настоящий обзор операционных и финансовых показателей содержит утверждения прогнозного характера, которые связаны с определенными рисками и неопределенностью.- Смотрите «Предупреждение относительно прогнозных заявлений».- Фактические показатели деятельности Компании в будущем могут существенно отличаться от показателей, предположения о которых содержатся в заявлениях и утверждениях прогнозного характера, по нескольким причинам, включая причины, указанные в разделе «Факторы риска» и в других разделах настоящего Проспекта.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана с вертикальной-интегрированными операциями по добыче, переработке и переработке нефти. Компания является одним из крупнейших производителей сырой нефти и конденсата в Казахстане по объемам производства по состоянию на 31 декабря 2021 г. По состоянию на 31 декабря 2021 года Компания также осуществляла эксплуатацию сети трубопроводов для сырой нефти, которая являлась самой длинной и обладала самой большой пропускной способностью из всех трубопроводных сетей в Казахстане. 9 ноября 2021 г. Компания передала Самрук-Казына 100% долю в компании «QazaqGaz» (бывшая компания «КазТрансГаз»), которая отвечает за эксплуатацию сетей магистрального казахстанского газопровода.

Компания также осуществляет эксплуатацию всех трех крупнейших НПЗ в Казахстане и самого крупного НПЗ в Румынии.

Деятельность Группы подразделяется на четыре основных сегмента: (i) разведка и добыча нефти и газа, (ii) транспортировка нефти; (iii) продажа и транспортировка газа (только за год по состоянию на 31 декабря 2019 г.) (совместно пункты (ii) и (iii) входят в сферу деятельности Компании, связанную с транспортировкой) и (iv) переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами. Смотрите раздел «—*Сегменты деятельности*» ниже. Отчеты о выручке Компании составляются с разбивкой по указанным сегментам, а также по сегменту «прочее», который включает остальные виды деятельности Компании, включая теплоснабжение и электроснабжение, обеспечение безопасности и предоставление других услуг в нефтегазовой отрасли. В 2021 г., 2020 г. и в 2019 г. основными факторами, формирующими выручку Компании и показатель EBITDA, были следующие виды деятельности: разведка и добыча, а также переработка и продажа, при этом доход от продажи сырой нефти составил 53% от общего объема выручки и 65% от показателя EBITDA за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., доход от переработки и продажи переработанной продукции составил 39% от общего объема выручки и 18% от показателя EBITDA за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Основания для консолидации

В следующей таблице представлены данные по значимым дочерним компаниям Компании, которые включены в консолидированную финансовую отчетность на указанные даты:

			Процентное владение			
			на 30 июня	на 31 декабря		
	Основная деятельность	Государство регистрации предприятия	2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
РД КМГ[(1)]	Разведка и добыча	Казахстан	99,72%	99,72%	99,72%	99,7%
КМТ	Разведка и добыча	Казахстан	100%	100%	100%	100%
КМГ Карачаганак	Разведка и добыча	Казахстан	100%	100%	100%	100%
КТМ	Разведка и добыча	Казахстан	100%	100%	100%	100%
КТО	Транспортировка нефти	Казахстан	90%	90%	90%	90%

	Основная деятельность	Государство регистрации предприятия	Процентное владение			
			на 30 июня	на 31 декабря		
			2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
КМТФ	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	100%	100%	100%	100%
АО «Национальная компания QazaqGaz»(2)	Транспортировка газа	Казахстан	—	—	100%	100%
Кооператив «КазМунайГаз» PKI U.A.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	100%	100%	100%	100%
Атырауский НПЗ	НПЗ	Казахстан	99,53%	99,53%	99,53%	99,53%
Павлодарский НПЗ	НПЗ	Казахстан	100%	100%	100%	100%
КМГ Интернэшнл	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	100%	100%	100%	100%
KMG DS	Услуги в сфере бурения	Казахстан	100%	100%	100%	100%

Примечания:

(1) С самого начала своей деятельности компания РД КМГ является самой важной дочерней компанией Компании в сфере разведки и добычи, которой принадлежит несколько эксплуатируемых месторождений, включая ОМГ, ЭМГ, Казгермунай, CCEL и ПКИ. Акции и глобальные депозитарные расписки (ГДР) РД КМГ котировались на бирже KASE, также ГДР компании были включены в раздел «Стандартный листинг» Официального перечня Управления по финансовому регулированию и надзору Великобритании («**FCA**») и допущены к торгам на главном рынке Лондонской фондовой биржи. В 2018 г. компания РД КМГ успешно реализовала тендерное предложение на покупку своих ГДР и акций, в результате чего 10 мая 2018 г. ГДР РД КМГ были исключены из Официального перечня FCA, был аннулирован их допуск к торгам на главном рынке Лондонской фондовой биржи, также простые акции и ГДР РД КМГ были исключены из листинга KASE. Привилегированные акции РД КМГ были исключены из листинга KASE 14 мая 2019 г. В настоящее время Группа находится в процессе ликвидации РД КМГ в рамках внутренней реорганизации. Завершение ликвидации РД КМГ запланировано на 2023 г.

(2) 9 ноября 2021 г. Компания передала Самрук-Казына долю в компании «QazaqGaz» 100%. Смотрите «*—Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность—Реализация «QazaqGaz»*.

В следующей таблице представлены данные по значимым инвестициям Группы в совместные предприятия и ассоциированные компании на указанные даты:

	Основная деятельность	Местонахождение	Процентное владение			
			на 30 июня	на 31 декабря		
			2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
Совместные предприятия						
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	20%	20%	20%	20%
КМГ Кашаган Б.В.(1)	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	50%	50%	50%	50%
Мангистау Инвестментс Б.В.	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки газа	Казахстан	50%	50%	50%	50%
Ural Group Limited	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	Транспортировка нефти	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «Казахойл Актобе»	Добыча сырой нефти	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «Тениз Сервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация объектов инфраструктуры, поддержка морских нефтяных операций	Казахстан	48,996%	48,996%	48,996%	48,996%
Valsera Holdings B.V.	Переработка нефти	Казахстан	50%	50%	50%	50%
ТОО «Азиатский Газопровод»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	—	—	50%	50%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	—	—	50%	50%
Партнеры						
Каспийский	Транспортировка жидких	Казахстан/Россия	20,75%	20,75%	20,75%	20,75%

			Процентное владение			
			на 30 июня	на 31 декабря		
	Основная деятельность	Местонахождение	2022 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
Трубопроводный Консорциум	углеводородов					
ПетроКазахстан Инк.	Разведка, добыча и переработка нефти и газа	Казахстан	33%	33%	33%	33%
Совместная деятельность						
Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.	Разведка и добыча нефти и газа	Казахстан	~~10%~~	~~10%~~	10%	10%

Примечание:

(1) КМГ Кашаган владеет долей участия 16,88% в компании НКОК, которой принадлежит месторождение Кашаган. В октябре 2015 г. Компания продала 50% своих акций в КМГ Кашаган (что составляет 8,44% от акционерного капитала Кашаган) Самрук-Казына на условиях опциона на обратную покупку всех акций или их части в периоде с 2020 г. по 2022 г. 14 сентября 2022 года опцион на покупку ценных бумаг по Кашагану был изменен на основании соглашения об уведомлении об исполнении опциона, в соответствии с которым компания «Coöperatieve KazMunaiGas UA» исполнила Опцион на покупку ценных бумаг по Кашагану. Сделка была завершена, и акции «КМГ Кашаган» перешли от Самрук-Казына к «Coöperatieve KazMunaiGas UA», 15 сентября 2022 года, при этом «Coöperatieve KazMunaiGas UA» стала единственным акционером КМГ Кашаган.

Доля Компании и ее дочерних компаний в совместных предприятиях рассчитывается с применением метода оценки прямого участия в акционерном капитале. При использовании данного метода в консолидированной отчетности Компании о совокупном доходе долю Компании и ее дочерних компаний в чистых прибылях и убытках совместных предприятий отражается в одной статье. При приобретении совместной операционной деятельности Компания признает в отношении своей доли участия в таких совместных операциях, включая свою долю в любых активах, находящихся в совместном владении, а также в активах и обязательствах, свою долю в любых совместно понесенных обязательствах. Компания также признает выручку от продажи своей доли продукции, полученной в результате совместной операционной деятельности; свою долю в выручке от реализации продукции совместной операционной деятельности; и расходы, возникающие в связи с совместной операционной деятельности, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

Ассоциированные компании - это компании, в отношении которых Компания имеет существенное прямое или косвенное влияние, но не контролирует их, обычно при этом Компания владеет 20-50% голосующих акций. Инвестиции в ассоциированные компании, как и в случае с инвестициями в совместные предприятия, рассчитываются с применением метода оценки прямого участия в акционерном капитале. Доли Компании и ее дочерних компаний в ассоциированных компаниях ограничены их долей в чистых прибылях и убытках таких ассоциированных компаний и отражаются в одной статье в консолидированной отчетности Компании о совокупном доходе в Финансовой отчетности. Признавая, что КПО - это консорциум, осуществляющий деятельность по соглашению о совместной разработке, Компания также имеет долю в КПО согласно методу пропорциональной консолидации, применимому к совместной деятельности.

Дополнительную информацию о Компании, ее дочерних компаниях, совместных предприятиях и ассоциированных компаниях можно найти в разделе *«Описание деятельности Компании —Корпоративная структура»*.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Результаты деятельности Компании и их сопоставимость в разных периодах зависят от различных факторов, связанных со стратегией Компании и с реализацией планов и целей ее коммерческой деятельности, а также от внешних факторов, не входящих в сферу контроля Компании.

Основные факторы, которые влияли на результаты деятельности Компании за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. и за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и

2019 г., которые предположительно будут влиять на результаты деятельности Компании в будущем:

- изменения цен на сырую нефть и переработанные нефтепродукты, ассортимента продукции и норм, регулирующих ценообразование;
- изменения объемов производства сырой нефти, газа и переработанных нефтепродуктов;
- изменения спроса на топливо и природный газ в мировом масштабе;
- экономический климат, в котором Компания осуществляет свою деятельность;
- влияние текущего вооруженного конфликта, начатого Россией против Украины;
- разработка и совершенствование законодательной, налоговой и нормативной базы, включая появление новых норм в сфере охраны окружающей среды, которые могут потребовать внесения изменений в деятельность и повлечь за собой увеличение расходов на обеспечение соответствия законодательным и нормативным требованиям.
- последствия изменений валютного курса;
- ликвидация, прекращение деятельности и утрата контроля в отношении дочерних компаний;
- изменения тарифов на услуги по транспортировке нефти и газа;
- капиталовложения Компании;
- доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаниях, признаваемая Компанией и ее дочерними компаниями.

Изменения цен на сырую нефть и переработанные нефтепродукты, ассортимента продукции и норм, регулирующих ценообразование

Цены на сырую нефть и переработанные нефтепродукты на мировом рынке и в Казахстане оказывают существенное влияние на результаты деятельности Группы. Мировые цены на сырую нефть подвержены серьезным колебаниям, обусловленным соотношением спроса и предложения на мировом рынке, который находится вне сферы контроля Группы, руководство Компании не может предсказать, повторятся ли недавние серьезные колебания цен на нефть, и если повторятся, то когда.

В последние годы особенно сильным колебаниям были подвержены цены на нефть. В 2020 г. нефтегазовая отрасль столкнулась с серьезным перенасыщением рынка, а также со снижением спроса после наступления пандемии COVID-19. Согласно статистическим данным, опубликованным Управлением США по информации в области энергетики, среднегодовая спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 41,96 долларов США за баррель в 2020 г., что на 34,74% ниже среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent в 2019 г. - 64,30 долларов США за баррель. В 2021 г. вследствие восстановления спроса на нефть на мировом рынке и благодаря усилиям ОПЕК+ цены на нефть повысились, среднегодовая спотовая цена на сырую нефть марки Brent увеличилась на 68,9% до 70,86 долларов США за баррель. В первой половине 2022 г. цена на сырую нефть достигла 128 долларов США за баррель. Средняя цена на нефть марки Brent за 6 месяцев 2022 г. составила 106 долларов США за баррель в сравнении с 70,89 долларов США за баррель в 2021 г., что демонстрирует рост на 67%. Доходы от реализации сырой нефти и газа за первые шесть месяцев 2022 года составили 2 386 миллиардов тенге, что представляет собой рост на 72,6%. по сравнению с первым полугодием 2021 года в связи с ростом средней цены на сырую нефть за период.

Также на деятельность Компании оказывал и будет продолжать оказывать влияние соотношения объемов сырой нефти, отправляемой на экспорт и на внутренний рынок. Продажная цена отправляемой на экспорт сырой нефти традиционно выше стоимости нефти на внутреннем рынке, главным образом это обусловлено рекомендациями и предписаниями Правительства, которое является единственным непрямым акционером, о продаже нефти на внутреннем рынке по ценам ниже рыночных. Правительство периодически выпускает рекомендации или предписания для предотвращения повышения цен на внутреннем рынке, в частности, в случае недостаточного объема поставок вследствие высокого спроса, который приводит к повышению цен на внутреннем рынке. Компания предполагает, что продажная цена отправляемой на экспорт нефти по-прежнему будет выше в сравнении с ценами на внутреннем рынке, поэтому Компания намерена довести до максимума объем экспорта сырой нефти, хотя она не может сделать это в одностороннем порядке. Увеличение процентной доли отправляемой на экспорт нефти может оказать положительное влияние на результаты деятельности Компании, в то время как, соответственно, предписание об увеличении процентной доли, поставляемой на внутренний рынок нефти может оказать негативное влияние на результаты деятельности Компании.

В 2021 г. в соответствии с принятыми обязательствами Группа осуществила поставку 7114 тысяч тонн сырой нефти на внутренний рынок, в то время как в 2020 г. объем поставок составил 6 401 тысяч тонн, а в 2019 г. – 6 224 тысяч тонн, в каждом случае включая долю Компании в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях. По состоянию на 30 июня 2022 г. Группа осуществила поставку 4 030 тысяч тонн сырой нефти на внутренний рынок.

Динамика цен на переработанные нефтепродукты на мировом рынке и в Казахстане обусловлена рядом факторов, наиболее важными из которых являются следующие: цена на сырую нефть на мировом рынке, спрос и предложение на рынке переработанных нефтепродуктов, конкуренция, расстояния, отделяющие рынки от НПЗ, на которых осуществляется переработка нефти в конечный продукт или в полуфабрикаты, а также сезонный дефицит поставок переработанных нефтепродуктов, в частности, в городской местности в связи с проведением сельскохозяйственных работ и с перенаправлением поставок переработанных нефтепродуктов из городов в сельскохозяйственные районы. Кроме того, диспропорция, выраженная в высоких ценах на нефть и низких ценах на переработанные нефтепродукты, может оказать негативное влияние на финансовые результаты Компании в сфере переработки.

В следующей таблице представлены данные по средним ценам не нефтепродукты на мировом и внутреннем рынках за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря			**За полугодие, по состоянию на 30 июня**	
	2021 г.	**2020 г.**	**2019 г.**	**2022 г.**	**2021 г.**
Цены на мировом рынке (долларов США за тонну)[1]					
Горючее	450	273	389	631	415
Нафта	634	355	503	872	568
Авиационное топливо	608	361	631	1120	543
Оптовые цены на внутреннем рынке (тенге за тонну)[2]					
Бензин АИ-95	196 667	174 363	166 143	217 667	187 222
Бензин АИ-92	181 583	161 322	154 935	194 667	174 222
Дизельное топливо	187 194	180 461	196 574	216 861	174 222
Авиационное топливо	206 125	173 497	220 324	258 000	184 000

Примечания:
(1) Источник: Thomson Reuters, S&P Global Platts.
(2) Источник: «Argus» - Каспийский рынок нефтепродуктов, произведенных на казахстанских НПЗ.

На прибыль Компании от переработанных нефтепродуктов в Казахстане влияет регулирование цен и наличие сырой нефти на внутреннем рынке для переработки. Правительство может периодически вводить, и в прошлом вводило, временные запреты на экспорт легких

дистиллятов и продуктов, бензола, газойля и других продуктов нефтепереработки, включая запрет на экспорт бензина, дизельного топлива и некоторых других нефтепродуктов автомобильным транспортом в апреле 2021 г., впоследствии этот период был продлен на 6 месяцев в ноябре 2021 г., и еще на 6 месяцев в июне 2022 г. Такие временные запреты не позволяют Компании получить выгоду от повышения цен на экспорт своих продуктов нефтепереработки из Казахстана. В настоящее время нельзя с точностью сказать, будут ли вводиться новые запреты или другие меры, ограничивающие способность Компании получать выгоду от таких сделок. В любом случае Компания осуществляет реализацию своих продуктов нефтепереработки на европейских рынках посредством компании KMG International, на которую приходится большая часть объемов переработки в Румынии.

Изменения объемов добычи сырой нефти и газа и производства переработанных нефтепродуктов

Способность Группы получать выручку зависит главным образом от добычи сырой нефти и газа и производства переработанных нефтепродуктов.

Группа осуществляет добычу сырой нефти и газа и производство переработанных нефтепродуктов посредством своих дочерних компаний, которых она включает при консолидации, а также посредством проектов по совместной деятельности, совместных предприятий и ассоциированных компаний. Смотрите «—*Основания для консолидации*». Когда речь идет о выручке Группы и о себестоимости продаж данные по объемам производства предоставляются только по Компании, ее дочерним компаниям, ее долям участия в проектах по совместной деятельности и ее долей участия в КПО, не принимая во внимание объем производства совместных предприятий и ассоциированных компаний.

Добыча сырой нефти

Объем добычи нефти и газового конденсата Группы включает объем производства, приходящийся на ее текущие активы и три крупномасштабных проекта (ТШО (Тенгиз), КПО (Карачаганак) и НКОК (Кашаган), в которых Компания имеет пассивное долевое участие (20%, 10% и 16,88%) (включая долю 8,44%, приобретенную Компанией у Самрук-Казына 15 сентября 2022 г.) соответственно). В 2021 г. ОМГ и ТШО являлись крупнейшими активами, связанными с добычей нефти и газового конденсата.

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г., консолидированный объем добычи сырой нефти и газового конденсата Группы увеличился на 0,4% до 10,8 миллионов тонн с 10,7 миллионов тонн за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов добычи нефти на месторождениях Тенгиз и Карачаганак, которое компенсировало снижение объемов добычи на эксплуатируемых объектах Группы вследствие неоднократного аварийного отключения питания коммунальным предприятием, обслуживающим производственные объекты ОМГ, а также вследствие естественного снижения объемов добычи на зрелых месторождениях.

В 2021 г. консолидированный объем добычи сырой нефти и газового конденсата Группы снизился на 0,5% до 21,7 миллионов тонн с 21,8 миллионов тонн за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Такое снижение обусловлено главным образом снижением объемов добычи нефти и газового конденсата на эксплуатируемых объектах Компании на 1,5% в результате принятия Казахстаном обязательств по снижению объемов поставок в рамках соглашения ОПЕК+, а также вследствие останова некоторых скважин для проведения ремонтных работ и органического снижения объемов производства на зрелых месторождениях.

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г., консолидированный объем добычи сырой нефти и газового конденсата Группы снизился на 7,9% до 21,8 миллионов тонн с 23,6 миллионов тонн за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое снижение обусловлено главным образом резким снижением цен на нефть в связи с пандемией COVID-19 и снижением объемов добычи нефти в связи с обязательствами Казахстана по соглашению ОПЕК+.

Смотрите также «*Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Компании —Ряд добывающих месторождений Компании являются освоенными, и у Компании может не быть возможности успешно разрабатывать, замещать и увеличивать свои текущие запасы нефти и газа*».

Добыча газа

Объем добычи природного газа и попутного газа Группы включает газ, добытый в рамках крупномасштабных проектов и на эксплуатируемых объектах.

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г., объем добычи газа Группы держался на уровне 4,1 миллиарда кубических метров в сравнении с 3,9 миллиарда кубических метров за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. объем добычи природного газа и попутного газа Группы снизился на 1,4% до 8,1 миллиардов кубических метров с 8,2 миллиардов кубических метров за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что в свою очередь демонстрирует снижение на 3,1% с 8,5 миллиардов кубических метров за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Снижение объемов добычи природного газа и попутного газа обусловлено главным образом снижением объемов добычи нефти на некоторых месторождениях в Казахстане в связи с обязательствами Казахстана по снижению объемов поставок нефти в рамках ОПЕК+. Объем добычи на мега-месторождениях составил 5,7 миллиардов кубических метров (или 69,9% от общего объема добычи газа Компанией) за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., объем добычи на эксплуатируемых объектах составил 2,5 миллиарда кубических метров (или 30,9% от общего объема добычи газа Компанией) за год по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Производство переработанных нефтепродуктов

Консолидированный объем производства переработанных нефтепродуктов Группы включает объем производства Атырауского НПЗ, Павлодарского НПЗ, Шымкентского НПЗ и НПЗ «CaspiBitum» в Казахстане, а также объем производства НПЗ «Petromidia» и НПЗ «Vega» в Румынии. Компания является ведущим производителем нефтепродуктов в Казахстане и в Румынии. Смотрите *«Описание деятельности Компании—Переработка, маркетинг и торговля»*. В течение шести месяцев по состоянию на 30 июня 2022 г. объем производства переработанных нефтепродуктов Группы держался на уровне 9,7 миллионов тонн в сравнении с 9,7 миллионов тонн за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. это обусловлено главным образом увеличением объемов переработки на казахстанских НПЗ, которое было нейтрализовано снижением объемов производства НПЗ Компании в Румынии вследствие останова предприятий для проведения планового ремонта, а также вследствие перебоев с поставками сырой нефти из-за неблагоприятных погодных условий на Черном море. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. объем производства переработанных нефтепродуктов Группы увеличился на 4,2% до 18,8 миллионов тонн с 18,1 миллионов тонн за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. главным образом вследствие отмены в 2021 г. локдауна, введенного в Казахстане 2020 г. в связи с пандемией COVID-19. За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. объем производства переработанных нефтепродуктов Группы снизился на 12,2% до 18,1 миллионов тонн с 20,6 миллионов тонн за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. главным образом вследствие ввода в 2020 г. локдауна в Казахстане в связи с пандемией COVID-19.

Изменения спроса на топливо и природный газ в мировом масштабе

В 2021 году спрос на жидкое топливо опережал предложение в балансе производства и потребления, что было связано с относительным восстановлением турпотоков и авиаперевозок в сочетании с освобождением от основных ограничений, введенных в 2020 г. в связи с пандемией COVID-19. По данным ОПЕК, мировое потребление нефти и жидкого топлива в среднем составляло 96,9 миллионов баррелей в сутки в 2021 году, что на 5,7 миллионов баррелей в сутки больше, чем в 2020 году, когда потребление значительно упало из-за пандемии. В течение более чем одного года, потребление нефти опережало производство вследствие снижения объемов производства в соответствии с условиями ОПЕК+,

ограничениями на инвестиции со стороны производителей нефти США, а также вследствие других перебоев в поставках, что также привело к регулярному использованию нефтяных резервов по всему миру и резкому повышению цен на нефть. Кроме того, в 2021 г. объем потребления природного газа в мире увеличился на 4,6%, что более чем в два раза превышает снижение, имевшее место в 2020 г. Увеличение спроса было обусловлено восстановлением экономики и рядом экстремальных погодных явлений.

ОПЕК ожидает, что мировой спрос на нефть увеличится на 2,7 миллионов баррелей в сутки в следующем году, а рост превысит увеличение поставок на 1 миллионов баррелей в сутки. Чтобы заполнить этот большой пробел, членам ОПЕК потребуется значительно увеличить добычу, однако производители ОПЕК уже отстают от необходимых объемов из-за различных препятствий, таких как недостаточные инвестиции и политическая нестабильность. Из-за возникшего дефицита поставок запасы топлива в глобальном масштабе быстро сокращаются, а США, например, прибегли к своим стратегическим запасам нефти, чтобы смягчить проблему. По данным Управление США по информации в области энергетики (EIA), рост мирового спроса на нефть незначительно сократился до 1,7 миллионов баррелей в сутки в 2022 году, достигнув 99,2 миллионов баррелей в сутки. В 2023 году ожидается дополнительный прирост на 2,1 миллионов баррелей в день, что обусловлено устойчивой траекторией роста в странах, не входящих в ОЭСР. Дополнительная информация представлена в разделе *«Нефтегазовая отрасль Казахстана - Изменения спроса на топливо и природный газ в мировом масштабе».*

Текущий экономический климат

В последние годы в Казахстане наблюдается благоприятный экономический климат. Имея показатель ВВП 202,9 миллиарда долларов США в 2021 г. по оценкам Всемирного банка, Казахстан является крупнейшей экономикой Центральной Азии, на долю которой приходится около 60% от регионального ВВП. Однако 2020 г. стал наиболее сложным для казахстанской экономики за последние 20 лет. Пандемия COVID-19 привела к снижению на мировом рынке спроса и цен на нефть, которая является основной статьей экспорта Казахстана. Пандемия также повлияла на сектор розничной и оптовой торговли, на гостиничный и транспортный сектора, на которые приходится около 30% рабочих мест. После снижения на 2,5% в 2020 г. и увеличения на 4,0% в 2021 г. по прогнозам Всемирного банка будет происходить небольшой рост ВВП до 1,5-2,0% в 2022 г. Хотя протесты и демонстрации в Казахстане, имевшие место в январе 2022 г., и последующие экономические и политические события не оказали негативного влияния на экономику, будущая стабильность казахстанской экономики во многом зависит от продолжение текущих экономических реформ и эффективности экономических, финансовых и денежно-кредитных мер, принимаемых Правительством, а также от развития других экономик в регионе, в частности экономики России, в результате санкций, наложенных в связи с конфликтом на Украине, и сопутствующего влияния на стоимость российского рубля. Стоит отметить, что в то время как происходящий в последнее время военный конфликт между Россией и Украиной привел к резкому повышению цен на нефть и газ, он также повлек за собой существенное снижение цен на сырую нефть марки Urals, что оказало негативное влияние на цену сырой нефти сорта CPC-Blend (Смесь КТК) (куда входит сырая нефть от некоторых участников Группы: в частности, ТШО и российские производители, использующие нефть сорта CPC-Blend), увеличилась стоимость транспортировки вследствие отказа страховщиков страховать российские грузы и грузы, транспортируемые российскими судами в условиях усиления санкций, налагаемых на Россию. В результате конфликта стоимость тенге к российскому рублю и доллару США существенно снизилась.

Казахстанская экономика подвержена влиянию экономических спадов и снижения темпов экономического развития в других регионах мира. Эти факторы могут приводить к ограничению доступа на рынки капитала, к повышению стоимости капитала, повышению темпов инфляции и неопределенности относительно экономического роста, что оказывало и предположительно будет оказывать существенное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Компании. Хотя Компания не может точно определить последствия ухудшения условий на финансовых рынках и продолжающихся или усиливающихся колебаний

на рынке валюты, товаров и ценных бумаг для финансового положения своих консолидированных компаний и результатов деятельности на какие-либо периоды после 31 июня 2022 г., на коммерческую деятельность Компании снова может быть оказано негативное влияние вследствие экономических условий, обусловленных финансовыми условиями на мировом рынке, нестабильностью в регионе и новым снижением цен и спроса на сырую нефть и другие товары. Такие рыночные условия могут помимо прочего оказать влияние на производительность Компании и на объемы добычи сырой нефти, природного газа и переработанных нефтепродуктов, на денежную наличность Компании в казахстанских банках, затраты Компании на финансирование и обменный курс тенге к доллару США и, соответственно, могут оказать негативное влияние на коммерческую деятельность, перспективы, финансовое положение, движение наличных средств и результаты деятельности Компании.

Кроме того, на основании прав полного контроля в отношении Компании Правительство может влиять на деятельность Компании, включая наложение определенных социальных и других обязательств на Компанию, что может оказать негативное влияние на финансовое положение и результаты деятельности Компании. Например, от Компании требуется осуществлять поставку природного газа на внутреннем рынке по регулируемым Правительством ценам, которые ниже цен на экспорт и ранее были ниже себестоимости добычи природного газа. В результате в настоящее время Компания несет убытки в связи с поставками газа на внутренний рынок по текущим ценам, при этом снабжение внутреннего рынка имеет преимущественное значение перед использованием газа Компанией в производственных процессах и отправкой на экспорт. После протестов против повышения цен на СУГ, имевших место в январе 2022 г., Правительство усилило давление на Группу с требованием увеличить объем поставок газа на внутренний рынок по низким ценам.

Влияние текущего вооруженного конфликта между Россией и Украиной

24 февраля 2022 года Россия объявила о начале специальной военной операции на территории Украины и российские войска зашли на Украину. Ситуация в Восточной Европе и ответные санкции правительств привели к сильным колебаниям и потрясениям на мировых кредитных рынках и в мировой экономике. Степень влияния ситуации на Украине на Группу не известна. Смотрите *«Факторы риска— Риски, связанные с регионом, в котором Компания осуществляет деятельность —На бизнес и результаты деятельности Группы может быть оказано негативное влияние в результате текущего конфликта между Россией и Украиной»*.

Разработка и совершенствование законодательной, налоговой и нормативной базы, включая появление новых норм в сфере охраны окружающей среды

Согласно Экологическому кодексу при составлении сметы потребления углеродного топлива в стране необходимо использовать коэффициент линейного снижения выбросов. Это обусловлено необходимостью соблюдения обязательств Казахстана по международным соглашениям. Начиная с 2022 г. смета потребления углеродного топлива должна предусматривать ежегодное снижение на 1,5% в сравнении со значениями, действовавшими в прошлом году.

Поэтому дочерние и аффилированные компании Компании должны снижать количество выбросов парниковых газов как минимум на 1,5% в год. В связи с этим 4 ноября 2021 г. Совет директоров Компании утвердил «Программу низкоуглеродного развития», направленную на снижение выбросов углерода в Компании на 15% к 2031 г. в сравнении с показателями 2019 г.

В 2022 г. Компания разработала и утвердила план мероприятий по реализации Программы низкоуглеродного развития, который предусматривает инвестирование 123 миллионов долларов США в течение последующих 10 лет в целях повышения эффективности деятельности Компании. Такие меры позволят снизить количество выбросов углерода в Компании на 1 226 371 тонну двуокиси углерода к 2031 г. Кроме того, Компания инвестирует

668 миллионов долларов США в строительство источников возобновляемых источников энергии. Это позволит скомпенсировать выбросы углерода в объеме до 1 159 235 тонн двуокиси углерода к 2031 г.

На основании результатов исследований, проведенных в целях оценки соответствия требованиям по внедрению автоматизированных систем онлайн-мониторинга (АСМ), несколько стационарных источников на Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ и Шымкентском НПЗ и на двух производственных объектах (Казахойл Актобе и ММГ) подпадают под обязательства по внедрению АСМОТРИТЕ В отношении других участников Группы не действуют требования по внедрению АСМ, поскольку они не отвечают критериям для установления требований обеспечению определенной нормы выбросов. Стоимость внедрения АСМ на таких объектах оценивается в 13 миллионов долларов США, принимая во внимание экономическую нестабильность, возникшую в недавнее время в результате конфликта между Россией и Украиной, включая колебания обменного курса, разрывы цепочек поставок, стоимость внедрения АСМ может увеличиться.

Изменения обменного курса

В следующей таблице представлены данные по средним за период значениям обменного курса тенге к доллару США и по значениям на конец периода согласно данным Национального банка Республики Казахстан (с округлением) за указанный период:

Конец периода	**Среднее значение за период[1]**	**Конец периода-**
	(тенге за один доллар США)	
За год по состоянию на 31 декабря 2019 г.	382,87	382,59
За год по состоянию на 31 декабря 2020 г.	413,46	420,91
За год по состоянию на 31 декабря 2021 г.	426,06	431,80
За полугодие, по состоянию на 30 июня 2021 г.	424,22	427,89
За полугодие, по состоянию на 30 июня 2022 г.	450,06	470,34

Примечание:
(1) Средневзвешенный обменный курс представлен по данным АО «Казахстанская фондовая биржа».
Источник: АО «Казахстанская фондовая биржа»

Обменный курс тенге к доллару США влияет на результаты деятельности Компании главным образом по следующим причинам: (i) большая часть консолидированной выручки Компании от продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов выражается в долларах США, в то время как существенная часть расходов Компании выражается в тенге, и (ii) большая часть заемных средств и кредиторской задолженности Компании выражается в долларах США. Соответственно, колебания обменного курса тенге к доллару США оказывали и, вероятно, будут оказывать существенное влияние на консолидированные результаты деятельности Компании.

С другой стороны, у Компании имеется существенное количество обязательств, выраженных в долларах США, поэтому в результате ослабления тенге по отношению к доллару США в консолидированной отчетности Компании по совокупному доходу признаются убытки, связанные с пересчетом в иностранную валюту. Однако, в целом ослабление тенге в будущем окажет положительное влияние на консолидированную выручку компании от продаж, поскольку большая часть выручки Компании выражена в долларах США.

По состоянию на 30 июня 2022 г. некоторые заемные средства Компании, выраженные в иностранных валютах, были классифицированы как инструменты хеджирования. Эти заемные средства используются для хеджирования рисков Группы, связанных с колебаниями обменного курса доллара США, которым подвержены инвестиции Группы в зарубежную деятельность. Убыток от пересчета таких заемных средств в размере 233 582 миллионов тенге был признан за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. (в сравнении с убытком в размере 43 956 миллионов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г.), и переведен в прочий совокупный доход, в результате чего произошел частичный взаимозачет прибыли от пересчета

и убытков от чистых инвестиций в дочерние компании (зарубежная деятельность).

Смотрите *«—Раскрытие количественных и качественных данных о рыночных рисках — Риски, связанные с обменным курсом» и «Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Компании — Компания может быть подвержена рискам, связанным с изменениями обменного курса и процентным рискам»,*

Реализация компании «QazaqGaz»

9 ноября 2021 г. Компания передала Самрук-Казына 100% долю в компании «QazaqGaz» (бывшая компания «КазТрансГаз»). Передача акций «QazaqGaz» Самрук-Казына была произведена в соответствии со стратегией Правительства, направленной на создание национального оператора в сфере разведки, добычи и транспортировки газа.

Реализация компании «QazaqGaz» также повлияла на сопоставимость результатов группы в разных периодах. С 8 ноября 2021 года QazaqGaz классифицируется как прекращенная деятельность. Коммерческая структура АО «НК «QazaqGaz» охватывала весь сегмент торговли и транспортировки газа Группы до 8 ноября 2021 года. После реализации компании «QazaqGaz» сегмент торговли и транспортировки газа не включается в отчетность по сегментам. Кроме того, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств по состоянию на конец года 31 декабря 2020 года, были ретроспективно пересчитаны. Смотрите Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2021 год для получения дополнительной информации о результатах деятельности QazaqGaz за период, закончившийся 8 ноября 2021 года, и по состоянию на конец года 31 декабря 2020 года.

Изменения в тарифах на услуги по транспортировке нефти

Компании получает выручку от транспортировки нефти на основании тарифов, устанавливаемых для заказчиков. Тарифы на транспортировку нефти на внутреннем рынке и на транзит нефти регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий и Министерством энергетики соответственно, в то время как регулирование в сфере транспортировки нефти на экспорт было отменено в мае 2015 г. Смотрите *«Описание деятельности Компании—Транспортировка—Транспортировка сырой нефти—Тарифы на транспортировку сырой нефти и минимальные объемы»* и *«Факторы риска—Риски, связанные с деятельностью Компании— Группа подвержена рискам, связанным с регулированием тарифов на транспортировку нефти, некоторые из которых устанавливались и, возможно, будут устанавливаться Правительством на уровне ниже рыночных цен».*

Транспортировка нефти

КТО и ККТ получают выручку от транспортировки нефти главным образом в рамках долгосрочных соглашений на транспортировку сырой нефти по трубопроводам, операторами которых они являются. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. 26% нефти, транспортируемой КТО, ККТ и МунайТас, отправлялось на экспорт, 41% отправлялся на внутренний рынок, 31% - проходил транзитом по территории Казахстана, при этом КТК осуществлял транспортировку нефти только на экспорт. По состоянию на 30 июня 2022 г. 25% нефти, транспортируемой КТО, ККТ и МунайТас, отправлялось на экспорт, 46% отправлялось на внутренний рынок, 28% - проходило транзитом по территории Казахстана.

Экспорт

Государство не регулирует тарифы на экспорт и транзит сырой нефти по магистральным трубопроводам КТО, ККТ и МунайТас, при этом установлен тариф на экспорт сырой нефти КТК в соответствии с положениями соглашения акционеров между сторонами. В следующей таблице представлены данные по тарифам на экспорт сырой нефти, действовавшие в указанном периоде:

	За полугодие по состоянию на 30 июня	За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
КазТрансОйл (*тенге за тонну на 1000 км)*	7 603	7 359	6 399 (7 359 с 1 марта 2020 г.)	7 359
Казахстанско-Китайский Трубопровод (*тенге за тонну на 1000 км)*	6 799	6 799	6 799	6 799
Мунай Тас (*тенге за тонну на 1000 км)*	5 912	5 912	5 912	5 912
Каспийский Трубопроводный Консорциум *(долларов США за тонну)*	36	38	38	38

Внутренний рынок

Тарифы на транспортировку на внутреннем рынке утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий. Комитет по регулированию естественных монополий утвердил следующие максимальные тарифы на транспортировку сырой нефти на внутреннем рынке на указанные периоды:

	За полугодие по состоянию на 30 июня	За год по состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
КазТрансОйл (*тенге за тонну на 1000 км)*	3 729	4356 (4328 с 1 декабря 2021 г.)	4 110	4 772 (4 717 с 1 сентября 2019 г.)
Казахстанско-Китайский Трубопровод (*тенге за тонну на 1000 км)*	4 359	4 323,7	6 456 (7 158 с 1 февраля 2020 г.)	7 158
Мунай Тас (*тенге за тонну на 1000 км)*	5 912	5 912	5 457,3 (5 912 с 25 декабря 2020 г.)	5 724 (5 912 с 1 июля 2019 г.)

Транзит

КТО и ККТ также устанавливают фиксированные тарифы на транзит российской сырой нефти в Китай по своим трубопроводам. Тарифы на транзит сырой нефти по магистральным трубопроводам утверждаются Министерством энергетики. Министерство энергетики установило следующие тарифы на период до 2023 г.: (i) 4,23 доллара США за тонну для КТО и (ii) 10,77 доллара США для ККТ.

Повышение тарифов, устанавливаемых Группой, в любом случае оказывало и предположительно будет оказывать в будущем положительное влияние в виде увеличения доходов Компании от транспортировки нефти, а также на повышение ее рентабельности. И наоборот - снижение таких тарифов оказывало в прошлом и предположительно будет оказывать в будущем слабое негативное влияние на подразделения и ассоциированные компании Компании в сфере разведки и добычи, такие как ТШО, КПО, НКОК.

Изменения в программе капиталовложений Компании

Хотя капитальные затраты на проекты совместных предприятий Компании финансируются на уровне соответствующего совместного предприятия, исторически Компания имела значительные уровни капитальных затрат и инвестиций, в основном в связи с программой модернизации НПЗ, которая была завершена в 2019 г. примерно 1,5 триллиона тенге (или 3,9 миллиарда долларов США). Смотрите «*Операционный и финансовый обзор — общие капитальные затраты*». Компания также может участвовать в других капиталоемких проектах в будущем.

В результате реализации этих и других проектов Компании, связанных с большими объемами капиталовложений, в 2021 г. общий объем капиталовложений Компании составил 414,2 миллиардов тенге в сравнении с 454,2 миллиардов тенге в 2020 г. и 505,3 миллиардов тенге в 2019 г. В настоящее время Компания ожидает, что большая часть ее капитальных затрат в ближайшей и среднесрочной перспективе будет связана с проектами, направленными на

поддержание текущих объемов добычи на существующих месторождениях.

Изменения доли в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний

Компания, как напрямую, так и через свои дочерние компании, является стороной нескольких соглашений об учреждении совместных предприятий с третьими сторонами, включая ТШО, КТК, Кашаган и ММГ. За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. и за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. Компания получила существенную часть консолидированного дохода от ТШО, КТК, НКОК и ММГ и от своих совместных предприятий и ассоциированных компаний. За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. общий размер совокупного дохода, приходящегося на долю Компании в 20% в совместном предприятии ТШО, составил 401,1 миллиардов тенге, общий размер совокупного дохода, приходящегося на все доли Компании в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, составил 643,5 миллиардов тенге. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. общий размер совокупного дохода, приходящегося на 20% долю Компании в совместном предприятии ТШО (по состоянию на 31 декабря 2021 г.), составил 442 миллиардов тенге, общий размер совокупного дохода, приходящегося на все доли Компании в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, составил 769 миллиардов тенге. Соответственно, на рентабельность Компании оказывали и предположительно будут продолжать оказывать существенное влияние результаты деятельности таких совместных предприятий, которые не находятся под полным контролем Компании.

Результаты операционной деятельности за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г., по сравнению с полугодием по состоянию на 30 июня 2021 г.

	За полугодие, по состоянию на 30 июня	
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**
	(миллионов тенге)	
Выручка и прочие доходы		
Выручка по договорам с покупателями	4 203 150	2 672 028
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	643 548	324 165
Финансовый доход	52 902	34 645
Прибыль от продажи совместных предприятий	—	2 674
Прочие операционные доходы	10 038	14 381
Общая выручка и прочие доходы	**4 909 638**	**3 047 893**
Затраты и расходы		
Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов	(2 817 958)	(1 621 125)
Производственные расходы	(482 206)	(312 816)
Налоги, кроме налога на прибыль	(291 171)	(189 918)
Износ, истощение и амортизация	(163 416)	(160 082)
Транспортные и коммерческие расходы	(69 811)	(65 552)
Общие и административные расходы	(66 793)	(57 079)
Восстановление обесценения/(обесценение) имущества, установок и оборудования, разведочных и оценочных активов, нематериальных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи	630	(3 758)
Расходы на разведку	—	(19 800)
Финансовые затраты	(153 361)	(115 824)
Чистая прибыль/(убытки), полученная в результате изменения курса	(39 920)	3 780
Убыток от выбытия дочерних компаний	—	(1 351)
Прочие расходы	(14 072)	(8 595)
Общие затраты и расходы	**(4 098 078)**	**(2 552 120)**
Прибыль до налогообложения	**811 560**	**495 773**
Расходы по подоходному налогу	(134 600)	(106 085)
Прибыль/(убыток) за период от продолжающейся деятельности	**676 960**	**389 688**
Прекращенная деятельность		
Прибыль после налогообложения за год от прекращенной деятельности	—	254 745
Чистая прибыль за период	**676 960**	**644 433**
Чистая прибыль/(убыток) за период, приходящаяся на:		
Акционеры Материнской компании	656 162	643 859
Неконтролирующая доля участия	20 798	574
	676 960	**644 433**

Выручка по договорам с покупателями

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Общая выручка составила 4 203,2 миллиардов тенге в сравнении с 2 672,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 1 531,2 миллиарда или на 57,3%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов продаж сырой нефти и газа в результате повышения цен на нефть марки Brent.

В следующей таблице представлена определенная информация о выручке Компании за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня	
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**
	(миллионов тенге)	
Продажа сырой нефти и газа	2 386 316	1 382 482
Продажа нефтепродуктов	1 498 893	975 631
Переработка нефти и нефтепродуктов	107 389	102 459
Транспортировка нефти	84 454	84 276
Прочая выручка	126 098	127 180
Итого	**4 203 150**	**2 672 028**

Продажа сырой нефти и газа

Общая выручка Компании от продаж сырой нефти и газа увеличилась на 1 003,8 миллиардов тенге или на 72,6% до 2 386,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 1 382,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Такое увеличение обусловлено главным образом повышением средневзвешенной цены на нефть на мировом рынке, несмотря на небольшое снижение в объемах продаж сырой нефти и газа.

Продажа нефтепродуктов

Общая выручка Компании от продаж переработанных нефтепродуктов увеличилась на 523,3 миллиардов тенге или 53,6% до 1 498,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 975,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 года. Такое увеличение обусловлено главным образом повышением средней продажной цены переработанных нефтепродуктов.

В следующей таблице представлена определенная информация о продажах нефтепродуктов Компании, где Компания является участником договора, за исключением давальческих объемов и продаж, за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня	
	2022 г.	**2021 г.**
Реализация нефтепродуктов (в *миллиардах тенге*)	1 498,9	975,6
Объем реализованных нефтепродуктов (*тысяч тонн*)	4 605	4 443
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (*тенге*)	325 493	219 588

Переработка нефти и нефтепродуктов

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Выручка от переработки нефти и нефтепродуктов составила 107,4 миллиардов тенге в сравнении с 102,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 4,9 миллиарда или на 4,8%. Такое увеличение демонстрирует небольшое увеличение объемов переработки на НПЗ Компании.

Транспортировка нефти

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Выручка от услуг по транспортировке нефти составила 84,5 миллиардов тенге в сравнении с 84,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 178 миллионов или на 0,2%. Такое увеличение говорит о небольшом увеличении общего объема транспортировки нефти по магистральным трубопроводам по сравнению с предыдущими периодами в результате увеличения объемов поставок нефти компаниями «МунайТас» и «Казахстанско-Китайский Трубопровод».

Прочая выручка

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Общая выручка составила 126,1 миллиардов тенге в сравнении с 127,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что говорит об увеличении на 1,1 миллиардов тенге или на 0,9%. Такое увеличение обусловлено главным образом снижением объемов работ, выполняемых компаниями, которые осуществляют деятельность на нефтяных месторождениях, вследствие снижения объемов заказов от нефтедобывающих компаний.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто

За полугодие по состоянию на 31 июня 2022 г. доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 319,3 миллиардов тенге или на 98,5% до 643,5 миллиардов тенге с 324,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов прибыли от ТШО на 202,1 миллиардов тенге, Кашагана – на 66,5 миллиардов тенге, КТК – на 24 миллиардов тенге и ММГ на 14 миллиардов тенге вследствие повышения среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent. В следующей таблице представлена определенная информация о доходах (убытках) совместных и ассоциированных предприятий Компании за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересчитано)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Совместные предприятия			
ТОО «Тенгизшевройл»	401 091	199 005	101,5
КМГ Кашаган Б.В.	97 303	30 798	215,9
Мангистау Инвестментс Б.В.	40 587	26 794	51,5
СП ТОО «КазГерМунай»	10 758	4 099	162,5
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	8 977	6 881	30,5
ТОО «КазРосГаз»	8 512	9 165	(7,1)
Valsera Holdings B.V.	5 537	4 551	21,7
ТОО «Казахойл Актобе»	5 170	2 737	88,9
ТОО «Тениз Сервис»	(2 015)	(3 096)	(34,9)
Ural Group Limited	(4 491)	(5 220)	(14,0)
Прочее	1 087	1 828	(40,5)
Партнеры			
Каспийский Трубопроводный Консорциум	63 709	39 321	62,0
ПетроКазахстан Инк.	2 745	5 832	(52,9)
Прочее	4 578	1 470	211,4
	643 548	**324 165**	**98,5**

Финансовый доход

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. финансовый доход составил 52,9 миллиардов тенге в сравнении с 34,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 18,3 миллиарда или на 52,9%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением процентного дохода по банковским депозитам, финансовым активам, займам и облигациям.

Прочие операционные доходы

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности операционный доход в размере 10,0 миллиардов тенге в сравнении с 14,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 4,4 миллиардов тенге или на 30,6%. За полугодие по состоянию на 31 июня 2022 г. снижение прочих операционных доходов было связано главным образом с выплатой сборов и штрафов по контрактам, с продажей товарно-материальных запасов, с арендной платой.

Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. фактическая себестоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов составила 2 818,0 миллиардов тенге в

сравнении с 1 621,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 1 196,9 миллиардов тенге или на 73,8%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent с 106,92 доллара США за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. до 64,8 доллара США в этом же периоде в 2021 г., а также ослаблением тенге по отношению к доллару США с 424,22 за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. до 450,06 тенге за доллар США за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г.
В следующей таблице представлена определенная информация о стоимости приобретенных Компанией нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Приобретенная нефть для перепродажи	2 149 835	1 216 468	76,7
Стоимость нефти на переработку	413 961	251 415	64,7
Сырье и материалы	175 046	112 835	55,1
Приобретенный газ для перепродажи	42 870	23 573	81,9
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи	36 246	16 834	115,3
Итого	**2 817 958**	**1 621 125**	**73,8**

Увеличение расходов в связи с покупкой нефти для перепродажи на 933,3 миллиардов тенге до 2 149,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 1216,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Увеличение стоимости нефти, поставляемой для переработки, на 162,6 миллиардов тенге до 414,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 251,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Увеличение стоимости сырья и материалов на 62,2 миллиардов тенге до 175,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 112,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом увеличением расходов KMGI на приобретение сырья и материалов для переработки, а также повышением стоимости товаров на газовых станциях. Также имело место повышение цен на НПЗ вследствие внесения изменений в законодательные нормы, регулирующие покупку газа у поставщиков.

Увеличение стоимости газа, приобретаемого для перепродажи, на 19,3 миллиардов тенге до 42,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 23,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением средней цены на газ и ослаблением тенге по отношению к доллару США, а также увеличением объемов продаж.

Увеличение стоимости нефтепродуктов, приобретаемых для перепродажи, на 19,4 миллиардов тенге до 36,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 16,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением стоимости нефтепродуктов, приобретаемых для перепродажи, вслед за повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США, а также снижением объемов продаж.

Производственные расходы

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. сумма производственных расходов составила

482,2 миллиардов тенге в сравнении с 312,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 169,4 миллиардов тенге. Это увеличение в основном связано с увеличением расходов на заработную плату, расходов на ремонт и техническое обслуживание, расходов на электроэнергию и транспортных расходов.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах Компании за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	187 959	146 951	27,9
Реализованный убыток от продуктов нефтепереработки	78 908	7 879	901,5
Энергия	63 497	43 577	45,7
Ремонт и техобслуживание	63 431	45 540	39,3
Расходы по краткосрочной аренде	35 137	13 383	162,5
Транспортные расходы	30 448	21 179	43,8
Прочее	22 826	34 307	(33,5)
	482 206	**312 816**	**54,2**

Увеличение расходов на заработную плату на 41,0 миллиардов тенге до 188,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 147,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат производственного персонала и ослаблением тенге по отношению к доллару США. Это было частично компенсировано текучестью кадров и увеличением вакансий.

Увеличение реализованных убытков от деривативов финансовых инструментов на нефтепродукты на 71,0 миллиардов тенге до 78,9 миллиардов тенге за шесть месяцев по состоянию на 30 июня 2022 года, по сравнению с 7,9 миллиардов тенге за шесть месяцев по состоянию на 30 июня 2021 года, в основном связано с увеличением убытков от деривативов на нефтепродукты КМГ Интернейшнл.

Увеличение расходов на электроэнергию на 19,9 миллиардов тенге до 63,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 43,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением цен на электроэнергию.
Увеличение расходов на ремонт и обслуживание на 17,9 миллиардов тенге до 63,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 45,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом снижением объемов работ по ремонту и обслуживанию за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. в результате увеличения объемов переработки нефти.

Увеличение расходов по краткосрочной аренде на 21,7 миллиардов тенге до 35,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 13,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом увеличением объемов транспортировки нефти НМСК с использованием арендованных танкеров.

Увеличение расходов на транспортировку на 9,2 миллиардов тенге до 30,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 21,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом увеличением объемов транспортировки и повышением тарифов.

Снижение других расходов на 11,5 миллиардов тенге до 22,8 миллиардов тенге за полугодие

по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 34,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом изменениями, касающимися готовой продукции и незавершенных работ KMG International в связи с технологией производства.

Налоги, кроме подоходной налога

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. сумма налогов без учета подоходного налога составила 291,2 миллиардов тенге в сравнении с 189,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 101,3 миллиарда или на 53,3%. Это увеличение произошло в основном в результате увеличения расходов по рентному налогу, экспортной таможенной пошлине и НДПИ в результате роста цен на нефть.

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Рентный налог на экспорт сырой нефти	103 360	55 583	86,0
Экспортная таможенная пошлина	60 132	49 231	22,1
Налог на добычу полезных ископаемых	58 532	41 763	40,2
Другие налоги	69 147	43 341	59,5
	291 171	**189 918**	**53,3**

Увеличение рентного налога на экспорт сырой нефти на 47,8 миллиардов тенге до 103,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 55,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США и повышением цен на нефть на мировом рынке.

Увеличение размеров экспортной таможенной пошлины на 10,9 миллиардов тенге до 60,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 49,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и таможенной пошлины вследствие ослабления тенге по отношению в доллару США.

Увеличение суммы налога на добычу полезных ископаемых на 16,7 миллиардов тенге до 58,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 41,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару и повышением цен на нефть на мировом рынке.

Увеличение суммы других налогов на экспорт сырой нефти на 25,8 миллиардов тенге до 69,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 43,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением акцизных сборов вслед за увеличением объемов производства и продаж облагаемых акцизным налогом нефтепродуктов за полугодие по состоянию на 31 июня 2022 г., а также изменениями в законодательных нормах, предусматривающими повышение текущих ставок.

Износ, истощение и амортизация

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. сумма износа, истощения и амортизации составила 163,4 миллиардов тенге в сравнении с 160,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 3,3 миллиарда или на 2,1%. Это увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов капиталовложений, а также повышением стоимости доллара США.

Расходы на транспорт и реализацию

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. расходы на транспортировку и продажу составили 69,8 миллиардов тенге в сравнении с 65,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 4,2 миллиарда или на 6,4%. Такое увеличение обусловлено главным образом повышением стоимости доллара США, а также ослаблением мер по нераспространению COVID-19 в сравнении с отчетным периодом в 2021 г., что было отчасти компенсировано снижением объемов экспорта.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах Компании за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Транспорт	46 146	44 055	4,7
Начисление заработной платы	7 156	6 017	18,9
Прочее	16 509	15 480	6,6
Итого	**69 811**	**65 552**	**6,5**

Увеличение расходов на транспортировку на 46,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 44,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США и увеличению объемов транспортировки нефти.

Увеличение расходов на заработную плату до 7,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 6,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат и ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Увеличение других расходов до 16,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 15,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Общие и административные расходы

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. сумма общехозяйственных и административных расходов составила 66,8 миллиардов тенге в сравнении с суммой 57,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 9,7 миллиардов тенге.

В следующей таблице представлена определенная информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	**2021 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	31 696	27 341	15,9
Консалтинговые услуги	6 718	6 554	2,5
Техобслуживание	2 828	2 167	30,5
Социальные выплаты	2 030	1 842	10,2
НДС, который не подлежит зачету	1 477	1 199	23,2
Начисление ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и другим текущим финансовым активам	928	3 105	(70,1)
Связь	758	770	(1,6)
Начисление/(восстановление) обесценения прочих оборотных нефинансовых активов	262	75	249,3

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		
	2022 г.	2021 г. (пересмотренные данные)	Изменение
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Резерв на штрафы, пени и налоговые резервы	237	1 513	(84,3)
Начисление/(восстановление) обесценения НДС к получению	55	(2 075)	-
Прочие[1]	19 804	14 588	35,8
Итого	**66 793**	**57 079**	**17,0**

Примечание:

(1) Прочие общехозяйственные и административные расходы включают проезд, связь, представительства, аренду, безопасность, банковские услуги и штрафы.

Увеличение расходов на заработную плату до 31,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 27,3 миллиарда за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат сотрудников на предприятиях Группы.

Увеличение расходов на консультационные услуги до 6,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 6,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом оплатой юридических услуг в связи с текущими арбитражными разбирательствами.

Увеличение расходов на обслуживание до 2,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 2,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Увеличение расходов на социальные выплаты до 2,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 1,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат.

Увеличение не относимой в зачет суммы НДС до 1,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 1,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом увеличением объемов услуг, предоставляемых нерезидентами Казахстана. Согласно Налоговому кодексу НДС на такие услуги не подлежит возмещению (подлежит отнесению на расходы).

Начисление суммы ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и по другим активам за полугодие в размере 0,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с начислением суммы ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и по другим активам за полугодие в размере 3,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом повышением качества активов.

Снижение суммы резервов на штрафы, пени и налоговые резервы до 0,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. до 1,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом тем фактом, что за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. на ЭМГ были наложены штрафы по нетиповым нарушениям в связи с обязательствами в сфере охраны окружающей среды и с объемами факельного сжигания газа.

Начисление обесценения НДС на сумму к получению 55 миллионов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с восстановлением обесценения НДС к получению на сумму 2,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом тем фактом, что в 2021 г. сумма НДС к получению была возмещена Эмбамунайгаз налоговыми органами, и было произведено восстановление обесценения. Увеличение других общехозяйственных и административных расходов до 19,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 14,6 миллиардов тенге за

полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Восстановление обесценения/ обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности восстановление обесценения имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи на сумму 0,6 миллиардов тенге в сравнении с обесценением на сумму 3,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Эти изменения обусловлены обесценением капитальных активов Руководства ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» (УТТиОС) вследствие снижения стоимости реализации.

Прочие расходы

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности другие расходы в размере 14,1 миллиардов тенге в сравнении с 8,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 5,5 миллиардов тенге или на 64,0%. Такое увеличение обусловлено главным образом убытками по операциям с иностранной валютой.

Финансовые затраты

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 153,4 миллиардов тенге в сравнении с 115,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 37,6 миллиарда или на 32,5%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением расходов на выплату процентов по займам и облигациям вследствие ослабления тенге, а также в связи со списанием признанных ранее затрат вследствие досрочной выплаты займа «Eximbank» Китая.

Чистый убыток / прибыль от курсовых разниц

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности чистый убыток от курсовых разниц в размере 39,9 миллиардов тенге в сравнении с чистой прибылью от курсовых разниц в размере 3,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Чистый убыток от курсовых разниц за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. обусловлен главным образом колебаниями обменного курса.

Прибыль до налогообложения

В результаты указанных выше явлений прибыль Компании до налогообложения за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. составила 811,6 миллиардов тенге в сравнении с 495,8 миллиардов тенге за полуголие по состоянию на 30 июня 2021 г.

Расходы по подоходному налогу

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. Компания отразила в отчетности расходы по подоходному налогу в размере 134,6 миллиардов тенге в сравнении с 106,1 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 28,5 миллиардов тенге или на 26,9%. Это увеличение было в основном связано с более высоким корпоративным подоходным налогом после увеличения налогооблагаемого дохода, отражающего более высокие мировые цены на нефть и продажи нефти Компанией, а также снижение курса тенге по отношению к доллару США.

Прибыль за период от продолжающейся деятельности

В результате указанных выше явлений прибыль Компании за период от продолжающейся

деятельности увеличилась на 287,3 миллиардов тенге до 677,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. по сравнению с 389,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г.

Чистая прибыль за период

По результатам указанных выше явлений чистая прибыль Компании за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. составила 677,0 миллиардов тенге в сравнении с 644,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г., что демонстрирует увеличение на 32,6 миллиардов тенге или на 5,1%. Чистая прибыль Компании за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. составляла 16,1% и 24,1% соответственно от выручки Компании за указанные периоды.

Результаты деятельности за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., по сравнению с годом по состоянию на 31 декабря 2020 г.

	За годы по состоянию на 31 декабря	
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**
	(миллионов тенге)	
Выручка и прочие доходы		
Выручка	5 838 793	3 624 964
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	768 733	280 815
Финансовый доход	84 599	87 987
Прибыль от продажи совместных предприятий	19 835	-
Прочие операционные доходы	30 779	19 020
Общая выручка и прочие доходы	**6 742 739**	**4 012 786**
Затраты и расходы		
Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов	(3 596 491)	(1 901 236)
Производственные расходы	(693 031)	(656 178)
Налоги, кроме налога на прибыль	(428 639)	(254 322)
Износ, истощение и амортизация	(322 068)	(317 427)
Транспортные и коммерческие расходы	(131 912)	(137 144)
Общие и административные расходы	(148 478)	(146 625)
Обесценение имущества, установок и оборудования, разведочных и оценочных активов, нематериальных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи	(20 724)	(243 893)
Расходы на разведку	(79 083)	(19 807)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании	(64)	(30 654)
Финансовые затраты	(249 265)	(265 372)
Чистая прибыль/(убыток) от курсовых разниц	17 781	(16 189)
Прочие расходы	(24 510)	(28 094)
Общие затраты и расходы	**(5 676 484)**	**(4 016 941)**
Прибыль/(убыток) до налогообложения	**1 066 255**	**(4 155)**
Расходы по подоходному налогу	(221 393)	(85 276)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	**844 862**	**(89 431)**
Прекращенная деятельность		
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности	352 478	261 328
Чистая прибыль за год	**1 197 340**	**171 897**
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:		
Акционеры Материнской компании	1 215 561	273 237
Неконтролирующая доля участия	(18 221)	(101 340)
	1 197 340	**171 897**

Выручка

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. общий доход составил 5 838,8 миллиардов тенге в сравнении с 3 625,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 2 213,8 миллиардов тенге или на 61,1%. Такая тенденция к повышению обусловлена главным образом повышением цен на нефть марки Brent на 69,5% в сравнении с предыдущим годом, с ослаблением тенге по отношению к доллару США на 3,0% в сравнении с прошлым годом и увеличением объемов продажи нефти KMG International. Увеличение дохода было ограничено вследствии сокращения объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с соглашением ОПЕК+ и вследствии естественного сокращения объемов добычи на зрелых месторождениях.

В следующей таблице представлена определенная информация о выручке Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря	
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**
	(миллионов тенге)	
Продажа сырой нефти и газа	3 097 249	1 676 749
Продажа нефтепродуктов	2 102 113	1 336 723
Переработка нефти и нефтепродуктов	203 425	193 659
Услуги по транспортировке нефти и газа	171 365	167 911
Прочая выручка	264 641	249 922
Итого	**5 838 793**	**3 624 964**

Продажа сырой нефти и газа

Общий доход Компании от продаж сырой нефти и газа увеличился на 1 420,5 миллиардов тенге или на 84,7% до 3 097,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 1 676,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Такое увеличение обусловлено главным образом повышением средневзвешенной цены на нефть на мировом рынке, несмотря на тот факт, что объем продаж сырой нефти оставался практически неизменным в сравнении с прошлым годом.

Продажа нефтепродуктов

Общий доход Компании от продаж переработанных нефтепродуктов за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. увеличился на 765,4 миллиардов тенге или 57,3% до 2 102,1 миллиардов тенге в сравнении с 1 336,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов продаж и повышением средней продажной цены переработанных нефтепродуктов.

В следующей таблице представлена определенная информация о продажах нефтепродуктов Компании, где Компания является участником договора, за исключением давальческих объемов и продаж, за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря	
	2021 г.	**2020 г.**
Реализация нефтепродуктов (в *миллиардах тенге*)	2 102	1 337
Объем реализованных нефтепродуктов (*тысяч тонн*)	9 065	8 391
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (*тенге*)	231 202	158 481

Услуги по транспортировке нефти и газа

За полугодие по состоянию на 31 декабря 2021 г. доход от услуг по транспортировке нефти составил 171,4 миллиардов тенге в сравнении с 167,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 3,5 миллиарда или на 2,1%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов транспортировки нефти морским транспортом в сравнении с годом по состоянию на 31 декабря 2020 г.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. доход от переработки нефти и нефтепродуктов составил 203,4 миллиардов тенге в сравнении с 193,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 9,8 миллиарда или на 5,0%. Такое увеличение обусловлено главным образом небольшими объемами поставок нефти на НПЗ в 2020 г. вследствие низкого качества нефти на CNPC-Актобемунайгаз, профилактическим обслуживанием на НПЗ, а также тем, что производительность НПЗ была снижена вследствие снижения спроса на казахстанском рынке. В 2021 г. также повысились тарифы на переработку.

Прочая выручка

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. другие поступления составили 264,6 миллиардов тенге в сравнении с 249,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 14,7 миллиардов тенге или на 5,9%. Такое увеличение обусловлено главным образом доходом от курсовых разниц при продаже другой продукции на газозаправочных станциях.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 487,9 миллиардов тенге или на 173,8% до 768,7 миллиардов тенге с 280,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов прибыли от ТШО на 268,2 миллиардов тенге, Кашагана - на 95,4 миллиардов тенге, от ММГ - на 63,4 миллиардов тенге и от ТОО «КазРосГаз» на 20 миллиардов тенге вследствие повышения среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent с 41,96 доллара США до 70,86 доллара США в 2021 г. В следующей таблице представлена определенная информация о доходах (убытках) совместных и ассоциированных предприятий Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересчитано)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
ТОО «Тенгизшевройл»	441 665	173 476	154,6
Каспийский Трубопроводный Консорциум	90 904	81 582	11,4
КМГ Кашаган Б.В.	88 423	(6 961)	-
Мангистау Инвестментс Б.В.	80 154	16 749	378,6
ТОО «КазРосГаз»	20 952	957	2 089,3
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	13 464	10 380	29,7
ТОО «Казахойл Актобе»	13 379	2 448	446,5
Valsera Holdings B.V.	11 868	(6 137)	-
ПетроКазахстан Инк.	8 042	(8 812)	-
ТОО «КазГерМунай»	6 108	15 622	(60,9)
ТОО «Тениз Сервис»	(3 089)	3 891	-
Ural Group Limited	(11 060)	(10 265)	(7,7)
Другие совместные предприятия и ассоциированные компании	7 923	7 885	0,5
	768 733	**280 815**	**173,8**

Финансовый доход

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. финансовый доход составил 84,6 миллиардов тенге в сравнении с 88,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 3,4 миллиардов тенге или на 3,9%. Это небольшое снижение обусловлено главным образом переоценкой финансовых активов по справедливой стоимости, что было скомпенсировано признанием полученных авансом процентов по займу с процентной ставкой, не соответствующей рыночной ставке.

Прибыль от продажи совместных предприятий

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. прибыль от продажи совместных предприятий составила 19,8 миллиардов тенге в сравнении с полным отсутствием такой прибыли за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует увеличение на 19,8 миллиардов тенге. Такое увеличение обусловлено продажей ТОО «Парк хранения сжиженного нефтяного газа» - аффилированной компании Атырауского НПЗ за 2,7 миллиардов тенге и продажей доли Компании в компании «CaspiBitum» за 17,2 миллиардов тенге.

Прочие операционные доходы

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности прочие операционные доходы в размере 30,8 миллиардов тенге в сравнении с суммой 19,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 11,8 миллиардов тенге или на 61,9%. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. прочие операционные доходы были связаны главным образом с услугами по предоставлению электроэнергии.

Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. фактическая себестоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов составила 3 596,5 миллиардов тенге в сравнении с 1 901,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует увеличение на 1 695,3 миллиардов тенге или на 89,2%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent с 41,96 доллара США в 2020 г. до 70,86 доллара США в 2021 г., а также ослаблением тенге по отношению к доллару США с 413,46 в 2020 г. до 426,06 в 2021 г.

В следующей таблице представлена определенная информация о стоимости приобретенных Компанией нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Приобретенная нефть для перепродажи	2 626 857	1 311 169	100,3
Стоимость нефти на переработку	558 603	313 543	78,2
Сырье и материалы	256 761	214 332	19,8
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи	97 964	45 870	113,6
Приобретенный газ для перепродажи	56 306	16 322	245,0
Итого	**3 596 491**	**1 901 236**	**89,2**

Увеличение расходов в связи с покупкой нефти для перепродажи на 1 315,7 миллиардов тенге до 2 626,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 1311,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США. Такое увеличение было отчасти скомпенсировано уменьшением объемов продажи нефти.

Увеличение стоимости нефти, поставляемой для переработки, на 245,1 миллиардов тенге до 558,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 313,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Увеличение стоимости сырья и материалов на 42,4 миллиардов тенге до 256,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 214,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом увеличением расходов KMGI на приобретение сырья и материалов для переработки, а также повышением стоимости товаров

на газозаправочных станциях. Также имело место повышение цен на НПЗ вследствие внесения изменений в законодательные нормы, регулирующие покупку газа у поставщиков.

Увеличение стоимости нефтепродуктов, приобретаемых для перепродажи, на 52,1 миллиардов тенге до 98,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 45,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением стоимости нефтепродуктов, приобретаемых для перепродажи, вслед за повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США, а также увеличением объемов продаж.

Увеличение стоимости газа, приобретаемого для перепродажи, на 40,0 миллиардов тенге до 56,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 16,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением средней цены на газ и ослаблением тенге по отношению к доллару США, а также увеличением объемов продаж.

Производственные расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. сумма производственных расходов составила 693,0 миллиардов тенге в сравнении с 656,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 36,9 миллиардов тенге или на 5,6%. Это увеличение в основном связано с увеличением расходов на заработную плату, расходов на ремонт и техническое обслуживание, расходов на электроэнергию и транспортных расходов.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	310 672	294 529	5,5
Ремонт и техобслуживание	116 151	103 124	12,6
Энергия	98 258	81 910	20,0
Транспортные расходы	45 599	39 631	15,1
Расходы по краткосрочной аренде	28 213	33 822	(16,6)
Прочее	94 138	103 162	(8,7)
	693 031	**656 178**	**5,6**

Увеличение расходов на заработную плату на 16,1 миллиардов тенге до 310,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 294,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат производственного персонала и ослаблением тенге по отношению к доллару США. Это было частично компенсировано текучестью кадров и увеличением вакансий.

Увеличение расходов на ремонт и обслуживание на 13,0 миллиардов тенге до 116,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 103,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением объемов работ по ремонту и обслуживанию в 2020 г. вследствие наложения мер по предотвращению распространения COVID-19.

Увеличение расходов на электроэнергию на 16,3 миллиардов тенге до 98,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 81,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением цен на электроэнергию.

Увеличение расходов на транспортировку на 6,0 миллиардов тенге до 45,6 миллиардов тенге за

год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 39,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом увеличением объемов транспортировки и повышением тарифов.

Снижение расходов по краткосрочной аренде на 5,6 миллиардов тенге до 28,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 33,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением расходов KMGI по краткосрочной аренде после выкупа арендуемых судов.

Снижение других расходов 9,0 миллиардов тенге до 94,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 103,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом изменениями в отраженной в балансе готовой продукции в нефтедобывающих компаниях.

Налоги, кроме подоходной налога

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. сумма налогов без учета подоходного налога составила 428,6 миллиардов тенге в сравнении с 254,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 174,3 миллиарда или на 68,5%. Это увеличение произошло в основном в результате увеличения расходов по рентному налогу, экспортной таможенной пошлине и НДПИ в результате роста цен на нефть.

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Рентный налог на экспорт сырой нефти	129 056	41 120	213,9
Экспортная таможенная пошлина	107 074	71 746	49,2
Налог на добычу полезных ископаемых	91 751	59 323	54,7
Другие налоги	100 758	82 133	22,7
	428 639	**254 322**	**68,5**

Увеличение рентного налога на экспорт сырой нефти на 87,9 миллиардов тенге до 129,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 41,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и ослаблением тенге по отношению к доллару США. Такое увеличение было отчасти скомпенсировано снижением объемов продаж нефти на экспорт.

Увеличение размеров экспортной таможенной пошлины на 35,3 миллиардов тенге до 107,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 71,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным повышением цен на нефть на мировом рынке вслед за ослаблением тенге по отношению в доллару США. Такое увеличение было отчасти скомпенсировано снижением объемов продаж нефти на экспорт.

Увеличение суммы налога на добычу полезных ископаемых на 32,4 миллиардов тенге до 91,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 59,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару и повышением цен на нефть на мировом рынке.

Увеличение суммы других налогов на экспорт сырой нефти на 18,6 миллиардов тенге до 100,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 82,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом увеличением расходов на выплату акцизных сборов вслед за увеличением объемов производства и продаж облагаемых акцизным налогом нефтепродуктов в 2021 г. в отчетном периоде.

Износ, истощение и амортизация

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. сумма износа, истощения и амортизации составила

322,1 миллиардов тенге в сравнении с 317,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует увеличение на 4,6 миллиарда или на 1,5%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов капиталовложений.

Расходы на транспорт и реализацию

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. сумма расходов на транспорт и реализацию составила 131,9 миллиардов тенге в сравнении с 137,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует снижение на 5,2 миллиардов тенге или на 3,8%. Такое снижение обусловлено главным образом снижением объемов экспорта нефти.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Транспорт	87 282	94 800	(7,9)
Начисление заработной платы	11 899	12 811	(7,1)
Прочее	32 731	29 533	10,8
Итого	**131 912**	**137 144**	**(3,8)**

Снижение расходов на транспортировку до 87,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 94,8 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением объемов транспортировки нефти.

Снижение расходов на заработную плату до 11,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 12,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением расходов на выплату компенсации сотрудникам вследствие увеличения количества свободных рабочих мест в результате высокой текучести кадров в KMGI.

Увеличение других расходов до 32,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 29,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Общие и административные расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. сумма общих и административных расходов составила 148,5 миллиардов тенге в сравнении с 146,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует повышение на 1,9 миллиардов тенге или на 1,3%.

В следующей таблице представлена определенная информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	63 844	63 360	0,8
Вознаграждение за управление	21 428	-	-
Консалтинговые услуги	15 912	21 893	(27,3)
Техобслуживание	5 620	6 163	(8,8)
Социальные выплаты	4 594	5 028	(8,6)
Связь	4 081	3 624	12,6
Начисление ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и другим текущим финансовым активам	3 268	3 460	(5,5)
НДС, который не подлежит зачету	2 599	3 166	(17,9)
Резерв на штрафы, пени и налоговые резервы	2 114	12	17 516,7

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	2020 г. (пересмотренные данные)	Изменение
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Начисление/(восстановление) обесценения прочих оборотных нефинансовых активов	101	(65)	
(Восстановление) / обесценение НДС к получению	(5 144)	6 432	
Прочие[1]	30 061	33 552	(10,4)
Итого	**148 478**	**146 625**	**1,3**

Примечание:

(1) Прочие общехозяйственные и административные расходы включают проезд, связь, представительства, аренду, безопасность, банковские услуги и штрафы.

Увеличение расходов на заработную плату до 63,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 63,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом индексацией зарплат персонала на предприятиях Группы и ослаблением тенге по отношению к доллару США. Такое увеличение было отчасти скомпенсировано изменениями в организационной структуре KMGI и Головного офиса КМГ в 2020 г. в результате оптимизации.

Вознаграждение за управление было добавлено в целях фиксации вознаграждения руководства КазРосГаза. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. такие расходы увеличились, поскольку выплата вознаграждения производилась в пользу компании «QazaqGaz», которая рассматривалась как часть Компании при консолидации до 8 ноября 2021 г.

Снижение расходов на консультационные услуги до 15,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 21,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом оплатой юридических услуг в связи с текущими арбитражными разбирательствами.

Снижение расходов на обслуживание до 5,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 6,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено «КМГ-Онимдери». Это снижение было отчасти скомпенсировано ослаблением тенге по отношению к доллару США.

Снижение расходов по социальным выплатам до 4,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 5,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом оптимизацией организационной структуры в середине 2020 г. Такое снижение было отчасти скомпенсировано увеличением объемов компенсационных выплат, включая выплаты, связанные с арендой жилья для иностранных работников «КМГ-Карачаганак» вследствие задержек в процессе мобилизации и регистрации в 2021 г.

Увеличение расходов на связь до 4,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 3,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США и повышением тарифов.

Начисление суммы ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и по другим активам в размере 3,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с начислением суммы ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и по другим активам в размере 3,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом повышением качества активов.

Снижение не относимой в зачет суммы НДС до 2,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 3,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением расходов по не относимой в зачет сумме НДС в результате снижения объема продаж, не облагаемых налогом.

Увеличение резервов на штрафы, пени и налоговые резервы до 2,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с отсутствием таковых за год по состоянию на 31

декабря 2020 г. обусловлено главным образом наложением на ЭМГ штрафов за нарушения в сфере охраны окружающей среды за превышение объемов факельного сжигания газа и нарушения экологических стандартов, а также наложением штрафов на КТО вследствие выявления недостачи материальных активов в ходе инвентаризации в компании «Батумский нефтяной терминал».

Восстановление обесценения НДС к получению на сумму 5,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с начислением обесценения НДС к получению на сумму 6,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом снижением подлежащих возмещению расходов, связанных с обесценением НДС, в частности, в связи с тем, что ЭМГ планировала получить возмещение по НДС из государственного бюджета в 2021 г. и тем, что в 2020 г. Компании было начислено обесценение в связи с проектом Жамбыл по добыче углеводородного сырья на месторождении Жамбыл в северной части Каспийского моря, который был признан убыточным и впоследствии месторождение было передано государству в 2022 г.

Снижение других общих и административных расходов до 30,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 33,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом экономией и оптимизацией затрат.

Обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов и активов, отнесенных к категории предназначенных для продажи на сумму 20,7 миллиардов тенге в сравнении с 243,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует снижение на 223,2 миллиардов тенге или на 91,5%. Сумма убытка от обесценения включает обесценение активов KMG International на сумму 8 миллиардов тенге, 4,5 миллиардов тенге приходится на самоходные баржи Сункар, Барыс и Беркут и 8 миллиардов приходится на другие активы. Убыток от обесценения активов был существенно ниже в 2021 г. вследствие отсутствия признаков обесценения имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов в KMGI и ЭМГ.

В следующей таблице представлены данные по начисленному обесценению и восстановлению за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Основные средства	17 013	221 112	(-92,3)
Активы, предназначенные для продажи	3 770	—	—
Геологоразведочные и оценочные активы	—	16 389	—
Инвестиционная недвижимость	—	142	—
Нематериальные активы	(59)	6 250	—
	20 724	**243 893**	**(91,5)**

Прочие расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности прочие расходы в размере 24,5 миллиардов тенге в сравнении с суммой 28,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует снижение на 3,6 миллиардов тенге или на 12,8%. Такое снижение обусловлено главным образом экономией и оптимизацией затрат.

Финансовые затраты

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 249,3 миллиардов тенге в сравнении с 265,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует снижение на 16,1 миллиарда или на 6,1%. Такое снижение обусловлено главным образом досрочным погашением Компанией облигаций, срок погашения которых наступал в 2022 г. и в 2023 г. Общая сумма заимствований Компании на 31 декабря 2021 г. составила 3 746,3 миллиардов тенге по сравнению с 4 078,4 миллиардов тенге на 31 декабря 2020 г.

Чистый убыток от курсовых разниц

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности чистую прибыль от курсовых разниц в размере 17,8 миллиардов тенге в сравнении с чистым убытком от курсовых разниц в размере 16,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Чистая прибыль от курсовых разниц в 2021 г. обусловлен главным образом колебаниями обменного курса.

Прибыль/(убыток) до налогообложения

В результате указанных выше явлений прибыль Компании до налогообложения за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. составила 1 066,3 миллиардов тенге в сравнении с убытком в размере 4,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Прибыль до налогообложения в 2021 г. обусловлена главным образом повышением цен на нефть на мировом рынке и увеличением доли Компании в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, а также отсутствием существенного обесценения капитальных активов. Убыток в 2020 г. обусловлен главным образом снижением цен, доходов и доли Компании в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, а также существенным обесценением активов. Этот убыток был отчасти скомпенсирован снижением затрат на покупку нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов, а также снижением налогов без учета подоходного налога.

Расходы по подоходному налогу

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания отразила в отчетности расходы по подоходному налогу в размере 221,4 миллиардов тенге в сравнении с 85,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует увеличение на 136,1 миллиарда или на 159,6%. Это увеличение было в основном связано с более высоким корпоративным подоходным налогом после увеличения налогооблагаемого дохода, отражающего более высокие мировые цены на нефть и продажи нефти Компанией, а также снижение курса тенге по отношению к доллару США.

Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности

В результате указанных выше явлений прибыль Компании за год от продолжающейся деятельности увеличилась на 934,3 миллиардов тенге до 844,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. по сравнению с 89,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г.

Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после налогообложения от прекращенной деятельности за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. увеличилась на 91,2 миллиардов тенге или на 34,9,% до 352,5 миллиардов тенге в сравнении с 261,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года. Такое увеличение отражает корректировку стоимости покупки газа для перепродажи компанией «QazaqGaz».

Чистая прибыль за год

В результаты указанных выше явлений чистая прибыль Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. составила 1 197,3 миллиардов тенге в сравнении с 171,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., что демонстрирует увеличение на 1 025,4 миллиардов тенге или на 596,5%. Чистая прибыль Компании за 2021 г. и 2020 г. составляла 20,5% и 4,7% соответственно от доходов Компании за указанные периоды.

Результаты деятельности за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2019 г.

	За годы по состоянию на 31 декабря	
	2020 г. (пересчитано)	**2019 г.**
	(миллионов тенге)	
Выручка и прочие доходы		
Выручка	3 624 964	6 858 856
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто	280 815	827 979
Финансовый доход	87 987	240 880
Прибыль от продажи дочерних компаний	—	17 481
Прочие операционные доходы	19 020	24 936
Общая выручка и прочие доходы	**4 012 786**	**7 970 132**
Затраты и расходы		
Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов	(1 901 236)	(3 913 744)
Производственные расходы	(656 178)	(721 693)
Налоги, кроме налога на прибыль	(254 322)	(454 295)
Износ, истощение и амортизация	(317 427)	(337 424)
Транспортные и коммерческие расходы	(137 144)	(420 402)
Общие и административные расходы	(146 625)	(213 967)
Обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов	(243 893)	(150 751)
Расходы на разведку	(19 807)	(57 068)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании	(30 654)	—
Финансовые затраты	(265 372)	(317 433)
Прочие расходы	(28 094)	(7 203)
Чистая прибыль/(убыток) от курсовых разниц	(16 189)	8 479
Общие затраты и расходы	**(4 016 941)**	**(6 585 501)**
Прибыль (/ убыток) до подоходного налога	**(4 155)**	**1 384 631**
Расходы по подоходному налогу	(85 276)	(226 180)
Прибыль (/ убыток) за год от продолжающейся деятельности	**(89 431)**	**1 158 451**
Прекращенная деятельность		
Прибыль после налогообложения за год от прекращенной деятельности	261 328	6
Чистая прибыль за год	**171 897**	**1 158 457**
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:		
Акционеры Материнской компании	273 237	1 197 157
Неконтролирующая доля участия	(101 340)	(38 700)
	171 897	**1 158 457**

Выручка

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. общий доход составил 3 625,0 миллиардов тенге в сравнении с 6 858,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует увеличение на 3 233,9 миллиардов тенге или на 47,1%. Такое снижение обусловлено главным образом пересмотром финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации, снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8% в сравнении с прошлым годом, снижением объемов продаж нефти вследствие сокращения объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+, а также снижением объемов продаж нефти и

нефтепродуктов KMGI.

В следующей таблице представлена определенная информация о выручке Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря	
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**
	(миллионов тенге)	
Продажа сырой нефти и газа	1 676 749	3 966 941
Продажа нефтепродуктов	1 336 723	2 043 848
Услуги по транспортировке нефти и газа	167 911	389 496
Переработка нефти и нефтепродуктов	193 659	195 896
Прочая выручка	249 922	262 675
Итого	**3 624 964**	**6 858 856**

Продажа сырой нефти и газа

Общая выручка Компании от продаж сырой нефти и газа снизилась на 2 290,2 миллиардов тенге или на 57,7% до 1 676,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 3 966,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое снижение обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации, снижением цен на нефть на мировом рынке и снижением объемов добычи нефти в соответствии с положениями соглашения ОПЕК+.

Продажа нефтепродуктов

Общая выручка Компании от продажи переработанных нефтепродуктов за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. снизилась на 707,1 миллиардов тенге или 34,6% до 1 336,7 миллиардов тенге в сравнении с 2 043,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое снижение обусловлено главным образом снижением объемов продаж нефти и нефтепродуктов компанией KMGI во время пандемии COVID-19.

Услуги по транспортировке нефти и газа

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. выручка от услуг по транспортировке нефти и газа составила 167,9 миллиардов тенге в сравнении с 389,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 221,6 миллиарда или на 56,8%. Такое снижение обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации, снижением тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам на внутреннем рынке с 4721,72 тенге до 4109,50 тенге за тонну на 1000 км (без учета НДС), а также снижением грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. выручка от переработки нефти и нефтепродуктов составила 193,7 миллиардов тенге в сравнении с 195,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 2,2 миллиарда или на 1,1%. Это обусловлено главным образом снижением объемов продаж Павлодарского НПЗ после ввода ограничений в связи с пандемией COVID-19.

Прочая выручка

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. прочая выручка составила 249,9 миллиардов тенге в сравнении с 262,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 12,8 миллиардов тенге или на 4,9%. Такое снижение обусловлено

главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий, нетто

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний снизилась на 547,2 миллиардов тенге или на 66,1% до 280,8 миллиардов тенге с 828 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое снижение обусловлено главным образом снижением прибыли от ТШО, ММГ и КМГ Кашаган на 326,8 миллиарда тенге. Доля в прибыли ТШО и ММГ снизилась на 58,2% и на 79,6% за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. вследствие снижения средних цен на нефть и сокращения объемов добычи. Доля в убытках КМГ Кашаган за 2020 г. составила 14,3 миллиардов тенге в результате снижения цен на нефть.

В следующей таблице представлена определенная информация о доходах (убытках) совместных и ассоциированных предприятий Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
ТОО «Тенгизшевройл»	173 476	414 940	(58,2)
ТОО «Азиатский Газопровод»	—	168 086	—
Трубопровод Бейнеу-Шымкент	—	56 194	—
Каспийский Трубопроводный Консорциум	81 582	70 869	15,1
КМГ Кашаган Б.В.	(6 961)	13 114	(153,1)
Мангистау Инвестментс Б.В.	16 749	81 991	(79,6)
ТОО «КазРосГаз»	957	18 091	(94,7)
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	10 380	3 313	213,3
ТОО «Казахойл Актобе»	2 448	9 722	(74,8)
Valsera Holdings B.V.	(6 137)	(6 107)	0,5
ПетроКазахстан Инк.	(8 812)	(18 244)	(51,7)
ТОО «КазГерМунай»	15 622	17 561	(11,0)
ТОО «Тениз Сервис»	3 891	6 742	(42,3)
Ural Group Limited	(10 265)	(18 895)	(45,7)
Другие совместные предприятия и ассоциированные компании	7 885	10 602	(25,6)
	280 815	**827 979**	**(66,1)**

Финансовый доход

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. финансовый доход составил 88,0 миллиардов тенге в сравнении с 240,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 152,9 миллиардов тенге или на 63,5%. Такое снижение обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации, а также списанием с баланса займа от партнеров в рамках проекта «Жемчужина» в размере 111 миллиардов тенге.

Прибыль от продажи дочерних компаний

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. прибыль от продажи дочерних компаний отсутствовала в сравнении с прибылью в размере 17,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что говорит о том, что Компания не осуществляла продажу дочерних компаний в 2020 г.

Прочие операционные доходы

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности прочие операционные доходы в размере 19,0 миллиардов тенге в сравнении с суммой 24,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 5,9

миллиардов тенге или на 23,7%. За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. прочие операционные доходы были связаны главным образом с экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19, а также пересмотром других операционных доходов компании «QazaqGaz» за 2020 г.

Стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. стоимость приобретения нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов составила 1 901,2 миллиардов тенге в сравнении с 3 913,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 2 012,5 миллиардов тенге или на 51,4%. Такое снижение обусловлено главным образом пандемией COVID-19, снижением стоимости приобретения сырой нефти и нефти для переработки, снижением цен на нефть на мировом рынке, что было отчасти скомпенсировано обесценением тенге по отношению к доллару США, а также переносом затрат компании «QazaqGaz» в категорию прекращенной деятельности в 2020 г.

В следующей таблице представлена определенная информация о себестоимости продаж Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Приобретенная нефть для перепродажи	1 311 169	2 448 412	(46,4)
Стоимость нефти на переработку	313 543	638 293	(50,9)
Сырье и материалы	214 332	217 138	(1,3)
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи	45 870	116 621	(60,7)
Приобретенный газ для перепродажи	16 322	493 280	(96,7)
Итого	**1 901 236**	**3 913 744**	**(51,4)**

Снижение расходов в связи с покупкой нефти для перепродажи на 1 137,2 миллиардов тенге до 1 311,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 2 448,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом пандемией COVID-19 и снижением среднегодовой спотовой цены на сырую нефть марки Brent с 64,30 доллара США в 2019 г. до 41,96 доллара США в 2020 г.

Снижение стоимости нефти, поставляемой для переработки, на 324,8 миллиардов тенге до 313,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 638,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением цен на нефть на мировом рынке в отчетном периоде и снижением объемов покупки нефти для переработки после происходящего раз в 4 года закрытия KMGI для проведения ремонтных работ.

Небольшое снижение стоимости сырья и материалов на 2,8 миллиардов тенге до 214,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 217,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19.

Снижение расходов в связи с покупкой нефтепродуктов для перепродажи на 70,8 миллиардов тенге до 45,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 116,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19.

Снижение расходов в связи с приобретением газа для перепродажи на 477,0 миллиардов тенге до 16,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 493,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Производственные расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. сумма производственных расходов составила 656,2 миллиардов тенге в сравнении с 721,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 65,5 миллиардов тенге или на 9,1%. Такое увеличение обусловлено главным образом снижением расходов на заработную плату, расходов на ремонт и техническое обслуживание и расходов по оплате краткосрочной аренды.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	294 529	338 120	(12,9)
Ремонт и техобслуживание	103 124	129 450	(20,3)
Энергия	81 910	88 910	(7,9)
Транспортные расходы	39 631	30 456	30,1
Расходы по краткосрочной аренде	33 822	52 091	(35,1)
Прочие	103 162	82 666	24,8
	656 178	**721 693**	**(9,1)**

Снижение расходов на выплату зарплат на 43,6 миллиардов тенге до 294,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 338,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Снижение расходов на ремонт и техническое обслуживание на 26,4 миллиардов тенге до 103,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 129,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом оптимизацией, экономией и переносом затрат в связи с пандемией COVID-19.

Снижение расходов на электроэнергию на 7,0 миллиардов тенге до 81,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 88,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом оптимизацией затрат, выполнением ремонтных работ и снижением объемов производства и переработки.

Увеличение расходов на транспортировку на 9,1 миллиардов тенге до 39,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 30,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом расходами KMGI в сфере логистики, которые были включены в прочие чистые доходы в 2019 г.

Снижение расходов по оплате аренды на 18,3 миллиардов тенге до 33,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 52,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом сокращением объемов использования дополнительных ресурсов для транспортировки морским транспортом и снижением стоимости фрахта танкеров.

Увеличение других расходов на 20,5 миллиардов тенге до 103,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 82,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом изменениями в отраженной в балансе готовой продукции в нефтедобывающих компаниях.

Налоги, кроме подоходного налога

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. сумма налогов без учета подоходного налога

составила 254,3 миллиардов тенге в сравнении с 454,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует увеличение на 200,0 миллиардов или на 44%. Такое увеличение обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19, сокращением расходов на выплату рентного налога, экспортной таможенной пошлины и НДПИ в результате снижения цен на нефть.

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(миллионов тенге)		*(%)*
Рентный налог на экспорт сырой нефти	41 120	133 144	(69,1)
Экспортная таможенная пошлина	71 746	131 326	(45,4)
Налог на добычу полезных ископаемых	59 323	100 300	(40,9)
Другие налоги	82 133	89 525	(8,3)
	254 322	**454 295**	(44,0)

Снижение рентного налога на экспорт сырой нефти на 92,0 миллиардов тенге до 41,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 133,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением цен на нефть на мировом рынке и снижением объемов экспорта нефти.

Снижение размеров экспортной таможенной пошлины на 59,6 миллиардов тенге до 71,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 131,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным снижением цен на нефть на мировом рынке и снижением объемов экспорта нефти.

Снижение НДПИ на 41,0 миллиардов тенге до 59,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. с 100,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением тарифа, действующего в отношении месторождений углеводородного сырья ОМГ и ЭМГ, отнесенных к категории нерентабельных, углеводородное сырье, добываемое на которых имеет высокую плотность и большое содержание воды, согласно Постановлению № 449 Правительства Республики Казахстан от 27 июня 2019 г., а также снижением цен на нефть на мировом рынке.

Снижение прочих расходов на 7,4 миллиардов тенге до 82,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 89,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19.

Износ, истощение и амортизация

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. сумма износа, истощения и амортизации составила 317,4 миллиардов тенге в сравнении с 337,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 20,0 миллиарда или на 5,9%. Это снижение обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19, а также пересмотром финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Расходы на транспорт и реализацию

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. сумма расходов на транспорт и реализацию составила 137,1 миллиардов тенге в сравнении с 420,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 283,3 миллиардов тенге или на 67,4%. Это обусловлено главным образом снижением расходов на транспорт вследствие переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

В следующей таблице представлена определенная информация о производственных расходах

Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Транспорт	94 800	374 686	(74,7)
Начисление заработной платы	12 811	12 542	2,1
Прочее	29 533	33 174	(11,0)
Итого	**137 144**	**420 402**	**(67,4)**

Снижение расходов на транспортировку до 94,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 374,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Общие и административные расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. сумма общих и административных расходов составила 146,6 миллиардов тенге в сравнении с 214,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует снижение на 67,4 миллиардов тенге или на 31,5%. Это обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией COVID-19, переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации, а также урегулированием спора KMG DS, на который был выделен резерв в размере 34,1 миллиардов тенге.

В следующей таблице представлена определенная информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**	**Изменение**
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Начисление заработной платы	63 360	78 055	(18,8)
Консалтинговые услуги	21 893	25 448	(14,0)
Техобслуживание	6 163	8 711	(29,3)
Начисление обесценения НДС к получению	6 432	15 703	(59,0)
Социальные выплаты	5 028	8 933	(43,7)
НДС, который не подлежит зачету	3 166	6 910	(54,2)
Связь	3 624	2 963	22,3
Начисление ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности и текущим финансовым активам	3 460	14 096	(75,5)
(Восстановление)/ начисление резерва на покрытие расходов в связи с обесценением по текущим нефинансовым активам	(65)	42	—
Резерв на/ (восстановление) штрафы, пени и налоговые резервы	12	(19 755)	—
Резерв по делу KMG DS - дело о Консорциуме	-	34 132	—
Прочие[1]	33 552	38 729	(13,4)
Итого	**146 625**	**213 967**	**(31,5)**

Примечание:

(1) Прочие общехозяйственные и административные расходы включают проезд, связь, представительства, аренду, безопасность, банковские услуги и штрафы.

Снижение расходов на выплату зарплаты до 63,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 78,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом оптимизацией организационной структуры головного офиса КМГ.

Снижение стоимости консультационных услуг до 21,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 25,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом экономическим спадом, вызванным пандемией

COVID-19.

Признание суммы в размере 6,4 миллиардов тенге в связи с обесценением НДС к получению за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с расходами на обесценение НДС к получению в размере 15,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением начисленной суммы НДС в 2020 г.

Начисление ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 3,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с начислением ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 14,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Снижение расходов по социальным выплатам без учета зарплаты, до 5,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 8,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом исключением компании «QazaqGaz» из консолидации.

Снижение суммы не подлежащего зачету НДС до 3,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 6,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Возврат штрафов, пеней и налоговых резервов на сумму 19,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., в основном связано с возвратом расходов на сжигание попутного газа, ранее начисленных в 2018 г.

Обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности обесценение имущества, установок и оборудования, нематериальных активов, разведочных и оценочных активов на сумму 243,9 миллиардов тенге в сравнении с 150,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует снижение на 93,1 миллиардов тенге. Такое увеличение обусловлено главным образом пересмотром допущений, использованных при проверке активов на обесценение в связи с ценами на нефть, предусмотренной проектом маржой НПЗ, объемами производства, обменными курсами и инфляцией, вследствие существенных изменений рыночных цен в связи с пандемией COVID-19 и их влиянием на экономику в году по состоянию на 31 декабря 2020 г.

	За год по состоянию на 31 декабря	
	2020 г. (пересмотренные данные)	**2019 г.**
	(миллионов тенге)	
Основные средства	221 112	144 482
Геологоразведочные и оценочные активы	16 389	171
Инвестиционная недвижимость	142	(142)
Нематериальные активы	6 250	6 240
	243 893	**150 751**

Прочие расходы

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности прочие расходы в размере 28,1 миллиардов тенге в сравнении с суммой 7,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г, что демонстрирует увеличение на 20,9 миллиардов тенге или на 290,3%. Такое увеличение обусловлено главным образом изменениями в балансе указанной готовой продукции в нефтедобывающих компаниях в результате изменения

макроэкономических показателей, а также вследствие экономического спада, вызванного пандемией COVID-19.

Финансовые затраты

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 265,4 миллиардов тенге в сравнении с 317,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 52 миллиарда или на 19,6%. Такое снижение обусловлено главным образом досрочным выполнением обязательств ТШО по соглашению о финансировании предоплаты за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. и выдачей финансовых гарантий, что было скомпенсировано полным досрочным погашением облигаций Компанией, срок погашения которых должен был наступить в 2022 г. и в 2023 г. Общая сумма заимствований Компании на 31 декабря 2020 г. составила 4 078,4 миллиардов тенге по сравнению с 3 837,5 миллиардов тенге на 31 декабря 2019 г.

Чистый убыток от курсовых разниц

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности чистый убыток от курсовых разниц в размере 16,2 миллиардов тенге в сравнении с чистой прибылью от курсовых разниц в размере 8,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Чистый убыток от курсовых разниц в 2020 г. обусловлен главным образом колебаниями обменных курсов. Средний обменный курс доллара США к тенге: 2020 г. - 413,46 тенге/доллар США, 2019 г. - 382,82 тенге/доллар США.

Прибыль/(убыток) до налогообложения

В результате указанных выше явлений убыток Компании до налогообложения за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. составил 4,2 миллиардов тенге в сравнении с прибылью в размере 1 384,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Расходы по подоходному налогу

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания отразила в отчетности расходы по подоходному налогу в размере 85,3 миллиардов тенге в сравнении с 226,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 140,9 миллиарда или на 62,3%. Такое снижение обусловлено главным образом снижением суммы налога на доходы юридических лиц в результате снижения суммы налогооблагаемого дохода.

Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности

В результате указанных выше явлений убыток Компании за год по состоянию на 2020 г. составил 89,4 миллиардов тенге в сравнении с прибылью в размере 1 158,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 1069,1 миллиарда.

Прибыль/(убыток) после подоходного налога за год от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после подоходного налога за год от прекращенной деятельности составила 261,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Соответствующий показатель за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. составил ноль. Такое увеличение обусловлено главным образом переводом в другую категорию финансовых результатов Компании за 2020 г. в целях отражения исключения компании «QazaqGaz» из консолидации.

Чистая прибыль за год

В результате снижения средней цены на нефть, сокращения выручки и прибыли, приходящейся на долю в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, а также в результате признания обесценения активов, которое было отчасти скомпенсировано снижением суммы расходов и налогов, за исключением подоходного налога, чистая прибыль Компании за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. составила 171,9 миллиардов тенге в

сравнении с 1158,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г., что демонстрирует снижение на 986,6 миллиардов тенге или на 85,2%. Чистая прибыль Компании за 2020 г. и 2019 г. Составляла, соответственно, 4,7% и 16,9% от выручки Компании за указанные периоды.

Сегменты деятельности

Обзор

Для целей составления финансовой отчетности деятельность Компании подразделяется на 4 основных сегмента. Основные сегменты деятельности Группы: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, продажа и транспортировка газа (за год по состоянию на 31 декабря 2020 год только) и переработка и продажа сырой нефти и переработанных нефтепродуктов. Группа отражает деятельность Компании отдельно в сегменте «корпоративная деятельность», поскольку она выполняет не только функции контролирующей компании, но также занимается эксплуатационной деятельностью. Остальные виды деятельности Компании объединяются и отражаются в сегменте деятельности «прочее», поскольку являются относительно несущественными. Сегменты деятельности Компании охватывают следующие виды деятельности:

- ***Разведка и добыча нефти и газа.*** Группа занимается разведкой и добычей нефти и газа на месторождениях в Казахстане. Результаты такой деятельности отражаются в сегменте разведки и добычи нефти и газа.

- ***Транспортировка нефти.*** Компания владеет частью и является единственным оператором крупнейшей сети трубопроводов для сырой нефти в Казахстане по длине и по пропускной способности. Результаты такой деятельности отражаются в сегменте транспортировки нефти.

- ***Продажа и транспортировка газа.*** До отчуждения компании «QazaqGaz» в ноябре 2021 г. группа являлась владельцем и оператором основных газопроводных систем в Казахстане, включая две главные трубопроводные сети. Результаты такой деятельности за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. отражались в сегменте продажи и транспортировки газа.

- ***Переработка и торговля сырой нефтью и переработанными нефтепродуктами.*** Группа осуществляет деятельность по продаже добываемой Группой сырой нефти и переработанных нефтепродуктов, включая бензин, авиационное топливо, дизельное топливо и топливную нефть. Группа также является владельцем и оператором обширной сети заправочных станций в Казахстане и в Румынии. Результаты такой деятельности отражаются в сегменте переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов.

- ***Корпоративная деятельность.*** Компания осуществляет эксплуатационную деятельность и выполняет административные функции контролирующей компании.

- ***Прочее.*** В сегмент «прочее» входят обслуживающие дочерние предприятия Компании, которые занимаются теплоснабжением и электроснабжением, предоставляют услуги, связанные с авиаперевозками и обеспечением безопасности, а также другие услуги, имеющие отношение к нефтегазовой отрасли.

В следующих таблицах представлена определенная информация относительно выручки, валовой прибыли и чистой прибыли по сегментам деятельности Компании за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря								
	2021 г.	2020 г.	2019 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.	2021 г.	2020 г.	2019 г.
	Общая выручка			Чистая прибыль/(убыток) за год			Показатель EBITDA		
				(миллионов тенге)					
Разведка и добыча нефти и газа	1 231 513	877 712	1 310 336	593 531	171 149	842 496	1 041 811	390 221	962 778
Транспортировка нефти	281 967	308 340	336 738	48 688	161 288	136 906	211 356	226 838	219 204
Продажа и транспортировка газа	-	-	1 103 075	-	-	362 344	-	-	457 829
Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами	5 101 706	3 282 673	5 576 135	36 922	(227 818)	(36 553)	289 422	214 839	268 013
Корпоративный	607 117	371 037	430 177	300 334	(189 273)	(119 657)	71 449	(25 077)	42 345
Прочее	208 640	192 918	212 930	(33 052)	(18 589)	(68 083)	13 359	(5 346)	(32 309)
Исключение[(1)]	(1 592 150)	(1 407 716)	(2 110 535)	(101 561)	13 812	41 004	(18 422)	8 799	44 874
Итого	**5 838 793**	**3 624 964**	**6 858 856**	**844 862**	**(89 431)**	**1 158 457**	**1 608 975**	**810 274**	**1 962 734**

	За полугодие, по состоянию на 30 июня					
	2022 г.	2021 г.	2022 г.	2021 г.	2022 г.	2021 е.
	Общая выручка		Чистая прибыль за период		Показатель EBITDA	
			(миллионов тенге)			
Разведка и добыча нефти и газа	748 253	575 539	568 650	315 409	786 649	458 235
Транспортировка нефти	171 307	137 537	22 018	10 965	121 867	107 975
Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами	3 761 808	2 338 376	(57 893)	39 372	192 417	159 566
Корпоративный	402 749	268 777	211 695	99 480	64 036	43 825
Прочее	103 286	97 074	(17 740)	(3 463)	(14 268)	4 884
Исключение[(1)]	(984 253)	(745 275)	(49 770)	(72 075)	(31 942)	(24 782)
Итого	**4 203 150**	**2 672 028**	**676 960**	**389 688**	**1 118 759**	**749 703**

Примечание:
(1) Удаление отражает исключение внутрикорпоративных сделок.

Разведка и добыча нефти и газа

Сегмент разведки и добычи нефти и газа - второй по величине сегмент деятельности Компании по сумме выручки до исключения, также это наиболее прибыльный сегмент деятельности Компании по сумме чистой прибыли и крупнейший сегмент деятельности Компании по показателю EBITDA.

Выручка

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. соответственно в общей выручке по сегменту 0,2% и 0,6% приходилось на внешних заказчиков и 99,8% и 99,4% на внутренних заказчиков (т.е. на Компанию и ее дочерние компании). В общей выручке по сегменту 0,7% и 1,0% приходилось на внешних заказчиков и 99,3 и 99,0% на внутренних заказчиков (т.е. на Компанию и ее дочерние компании) за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 2020 г.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 30,0%. до 748,3 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2022 года, по сравнению с 575,5 миллиардов тенге

за полугодие на 30 июня 2021 года. Это увеличение было в основном связано с увеличением средней цены на нефть марки Brent на 58 процентов в определенные периоды и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 3,2 процента в определенные периоды.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 40,3% до 1 231,5 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, по сравнению с 877,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года. Такое увеличение выручки до исключения за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с показателем за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом увеличением средней цены на нефть марки Brent на 69,5 процента в определенные годы и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 3,0 процента в определенные годы.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 33,0% до 877,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, по сравнению с 1 310,3 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Снижение выручки до исключения за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с показателем за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8% и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+.

Чистая прибыль

Чистая прибыль, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 80,3% до 568,7 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2022 года, по сравнению с 315,4 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2021 года. Это увеличение было в основном связано с увеличением средней цены на нефть марки Brent на 66 процентов в определенные периоды и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 6,1 процента в определенные периоды.

Чистая прибыль, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 246,9% до 593,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 171,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года. Такое увеличение чистой прибыли за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с показателем за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. обусловлено главным образом увеличением средней цены на нефть марки Brent на 69,5 процента в сравнении с прошлым годом и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 3,0 процента в сравнении с прошлым годом.

Чистая прибыль, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 79,7%. до 171,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., по сравнению с 842,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года. Снижение чистой прибыли за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с показателем за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8 процента и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+.

Показатель EBITDA

Показатель EBITDA по сегменту деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, увеличился на 71,1% до 786,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 458,2 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. главным образом в результате увеличения средней цены на нефть марки Brent на 66% в сравнении с предыдущим периодом и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 6,1% в сравнении с предыдущим периодом.

Показатель EBITDA, приходящийся на сегмент разведки и добычи нефти и газа, увеличился на 167,0% до 1041,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 390,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г., это обусловлено главным

образом увеличением средней цены на нефть марки Brent на 69,5 процента в сравнении с прошлым годом и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 3,0 процента в сравнении с прошлым годом.

Показатель EBITDA, приходящийся на сегмент разведки и добычи нефти и газа снизился на 59,5% до 390,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 962,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Это обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8 процента и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+.

Транспортировка нефти

Сегмент разведки и добычи нефти и газа - четвертый по величине сегмент деятельности Компании по сумме выручки, также это третий по величине сегмент по сумме чистой прибыли и третий по величине сегмент деятельности Компании по показателю EBITDA. Компания получает выручку от транспортировки нефти на основании тарифов, которые она устанавливает для своих заказчиков в рамках долгосрочных контрактов на транспортировку сырой нефти по трубопроводным системам, оператором которых является Группа.

Доход

В общей выручке по данному сегменту 60,4% и 71,9% приходилось на внешних заказчиков и 39,6% и 28,1% - на внутренних заказчиков (т.е. на Компанию и ее дочерние компании) за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. В общей выручке по данному сегменту 72,1% и 70,3% приходилось на внешних заказчиков, а 27,9 и 29,7% - на внутренних заказчиков (т.е. на Компанию и ее дочерние компании) за годы по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 2020 г., соответственно.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 24,6% до 171,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года, по сравнению с 137,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 года. Такое увеличение обусловлено главным образом с увеличением в НМСК вследствие повышения спроса (вследствие российско-украинского военного конфликта) на услуги по транспортировке нефти в 2022 г., что привело к корректировке тарифов в сторону увеличения на основании рыночных условий и это обусловлено увеличением обменного курса.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 8,5% до 282,0 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, по сравнению с 308,3 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года. Такое снижение обусловлено главным образом снижением объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 8,4%. до 308,3 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, по сравнению с 336,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Такое снижение обусловлено главным образом снижением тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам на внутреннем рынке и снижением объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Чистая прибыль

Чистая прибыль от сегмента транспортировки нефти повысилась на 100% до 22,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 11,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Это обусловлено главным образом увеличением в НМСК вследствие повышения спроса (вследствие российско-украинского конфликта) на услуги по транспортировке нефти в 2022 г., что привело к корректировке тарифов в сторону

увеличения на основании рыночных условий и это обусловлено увеличением обменного курса.

Чистая прибыль, относящаяся к сегменту транспортировки нефти, увеличилась на 69,8% до 48,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 161,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года главным образом в результате снижения объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Чистая прибыль, относящаяся к сегменту транспортировки нефти, увеличилась на 17,8% до 161,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 136,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года главным образом в результате снижения тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам на внутреннем рынке и снижения объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Показатель EBITDA

Показатель EBITDA, относящийся к сегменту транспортировки нефти, увеличился на 12,9% до 121,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 108,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. главным образом в результате увеличения доли доходов КТК вследствие признания незапланированных прибылей от курсовых разниц.

Показатель EBITDA, относящийся к сегменту транспортировки нефти, снизился на 6,8% до 211,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 226,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года главным образом в результате снижения объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти. Показатель EBITDA, относящийся к сегменту транспортировки нефти, увеличился на 3,5% до 226,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 219,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года главным образом в результате снижения тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам на внутреннем рынке и снижения объемов грузооборота нефти вследствие снижения объемов поставок нефти.

Переработка и продажа сырой нефти и переработанных нефтепродуктов

Сегмент переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов - это крупнейший сегмент деятельности Компании по размеру выручки до исключения. Это также второй по величине сегмент деятельности Компании по показателю EBITDA.

Доход

В общей выручке данному сегменту 97.9% и 96.8% приходилось на внешних заказчиков, а 2.1% и 3.2% - на внутренних заказчиков за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. соответственно. В общей выручке по данному сегменту 96,9% и 90,0% приходилось на внешних заказчиков, а 3,1 и 10,0% - на внутренних заказчиков за полугодие по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. соответственно.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 60,9% до 3 761,8 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2022 года, по сравнению с 2 338,4 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2021 года. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением объемов и повышением средней продажной цены переработанных нефтепродуктов.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 55,4% до 5 101,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, по сравнению с 3 282,7 миллиардов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года. Это увеличение было в основном связано с увеличением средней цены на нефть марки Brent на 69,5 процентов в определенные годы и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США

на 3,0 процента в определенные годы.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 41,1% до 3 282,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, по сравнению с 5 576,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года. Такое увеличение обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8 процента по сравнению с прошлым годом и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями соглашения ОПЕК+.

Чистая прибыль

Чистый убыток, относящийся к сегменту переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов до исключения составил 57,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 39,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Такое изменение обусловлено главным образом увеличением объемов и повышением средней продажной цены переработанных нефтепродуктов.

Чистая прибыль, относящаяся к сегменту переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов до исключения увеличилась до 36,9 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с чистым убытком в 227,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Такое изменение обусловлено главным образом повышением средней цены на нефть марки Brent на 69,5%. в сравнении с прошлым годом и снижением стоимости тенге по отношению к доллару США на 3,0% по сравнению с прошлым годом.

Чистый убыток, относящийся к сегменту переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов до исключения составил 227,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с чистым убытком 36,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое изменение обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8% по сравнению с прошлым годом и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+.

Показатель EBITDA

Показатель EBITDA, относящийся к сегменту переработке и продаже сырой нефти и переработанных нефтепродуктов, до исключения увеличился на 20,6% до 192,4 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 159,6 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. Это увеличение было в основном связано с увеличением средней цены на нефть марки Brent на 66 процентов в определенные периоды и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 6,1 процента в определенные периоды.

Показатель EBITDA, относящийся к сегменту переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов, до исключения увеличился на 34,7% до 289,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с 214,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. Это увеличение было в основном связано с увеличением средней цены на нефть марки Brent на 69,5 процентов в определенные годы и среднегодовым снижением курса тенге по отношению к доллару США на 3,0 процента в определенные годы.

Показатель EBITDA, относящийся к сегменту переработки и продажи сырой нефти и переработанных нефтепродуктов, до исключения снизился на 19,9% до 214,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с 268,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое снижение обусловлено главным образом снижением средней цены на нефть марки Brent на 34,8 процента по сравнению с прошлым годом и снижением объемов продаж нефти, что отражает ограничение объемов добычи на некоторых

месторождениях в соответствии с условиями ОПЕК+ и снижение объемов продаж компании KMG International.

Корпоративный сегмент

Корпоративный сегмент включает Компанию, которая осуществляет эксплуатационную деятельность и выполняет функции контролирующей компании.

Доход

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 49,8% до 402,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года, по сравнению с 268,8 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2021 года, вследствие увеличения объемов на 8% в сравнении с предыдущим периодом и увеличением цен на нефтепродукты на 27% в сравнении с предыдущим периодом.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 63,6% до 607,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 года по сравнению с 371,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, вследствие улучшения рыночных условий и увеличения продажной цены на нефтепродукты.

Выручка до исключения, относящаяся к этому сегменту, снизилась на 13,8% до 371,0 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, по сравнению с 430,2 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года, вследствие экономического спада, вызванного пандемией COVID-19.

Чистая прибыль

Чистая прибыль, относящаяся к этому сегменту, увеличилась на 112,8% до 211,7 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2022 года, по сравнению с 99,5 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2021 года, главным образом вследствие увеличения продажной цены на нефтепродукты.

Чистая прибыль, относящаяся к этому сегменту, увеличилась до 300,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 года, по сравнению с чистым убытком в 189,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, главным образом вследствие улучшения рыночных условий и увеличения продажной цены на нефтепродукты.

Чистый убыток, относящийся к этому сегменту, увеличился на 58,1% до 189,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, по сравнению с чистым убытком в 119,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года, главным образом вследствие экономического спада, вызванного пандемией COVID-19.

Показатель EBITDA

Показатель EBITDA, относящийся к этому сегменту, увеличился на 46,1% до 64,0 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2022 года, по сравнению с 43,8 миллиардов тенге за полугодие на 30 июня 2021 года, главным образом вследствие увеличения продажной цены на нефтепродукты.

Показатель EBITDA, относящийся к «корпоративному» сегменту, увеличился до 71,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 года, по сравнению с отрицательным значением в 25,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, главным образом вследствие улучшения рыночных условий и увеличения продажной цены на нефтепродукты.

Показатель EBITDA, относящийся к этому сегменту, снизился до отрицательного значения 25,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, по сравнению с 42,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года, главным образом вследствие

экономического спада, вызванного пандемией COVID-19.

Прочее

Сегмент «прочее» включает в себя обслуживающие дочерние компании Компании, которые занимаются выполнением строительно-монтажных работ, строительством производственных объектов, линий электропередач, дорог, монтажом и демонтажом бурового оборудования, организацией технологических процессов транспорта на месторождениях, доставкой товаров и транспортировкой персонала, эксплуатацией и обслуживанием электрооборудования и коммуникационных сетей на месторождениях, а также выполнением ремонтных работ.

Выручка

В общей выручке по данному сегменту 55,5% и 59,1% приходилось на внешних заказчиков, а 44,5% и 40,9% - на внутренних заказчиков за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. соответственно. В общей выручке по данному сегменту 58,5% и 56,8% приходилось на внешних заказчиков, а 41,5% и 43,2% - на внутренних заказчиков за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 2020 г. соответственно.

Чистый убыток

Чистый убыток, приходящийся на сегмент «прочие», увеличился на 405,7% до 17,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с суммой чистого убытка 3,5 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. главным образом в результате увеличения расходов, в частности, расходов, связанных с выплатой зарплат, в феврале 2022 г., в целях стабилизации ситуации и предотвращения дальнейшей эскалации трудовых конфликтов в группе компаний КМГ Совет директоров КМГ объявил об увеличении зарплат сотрудников некоторых дочерних компаний КМГ до 30% с 1 января 2022 г.

Чистый убыток, приходящийся на сегмент «прочие», увеличился на 78% до суммы чистого убытка 33,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с суммой чистого убытка 18,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. главным образом в результате перевода «КазРосГаз» из сегмента транспортировки газа в сегмент «прочее» в 2021 г. вследствие передачи «QazaqGaz».

Чистый убыток, приходящийся на сегмент «прочие», снизился до 18,6 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. в сравнении с суммой чистого убытка 68,1 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. главным образом в результате начисления резерва в 2019 г. по судебному процессу в связи с буровой установкой «Сәтті» («**Установка Сәтті**») и начислением резерва на обесценение Установки Сәтті, сумма которых была существенно снижена в 2020 г. вследствие прекращения арбитражного разбирательства в связи с Установкой «Сәтті».

Показатель EBITDA

Показатель EBITDA, приходящийся на данный сегмент снизился до отрицательного значения 14,3 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в сравнении с 4,9 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г. вследствие увеличения расходов, в частности, расходов, связанных с выплатой зарплат, в феврале 2022 г., в целях стабилизации ситуации и предотвращения дальнейшей эскалации трудовых конфликтов в группе компаний КМГ Совет директоров КМГ объявил об увеличении зарплат сотрудников некоторых дочерних компаний КМГ на 30% с 1 января 2022 г.

Показатель EBITDA, приходящийся на данный сегмент увеличился до 13,4 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. в сравнении с отрицательным значением 5,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. вследствие возобновления буровых работ KMG DS с использованием Установки Сәтті и вследствие улучшения экономических условий после ослабления ограничений, связанных с пандемией COVID.

Показатель EBITDA, относящийся к этому сегменту, снизился до отрицательного значения 5,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, по сравнению с отрицательным значением 32,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года, вследствие начисления резерва по судебному процессу в связи с Установкой «Сәтті» и начислением резерва на обесценение Установки Сәтті,

Ликвидность и капитальные ресурсы

Движение денежных средств

В следующей таблице представлена определенная информация в отношении основных статей по движению наличных средств за указанные периоды:

	За год по состоянию на 31 декабря			Изменение	
	2021 г.	**2020 г. (пересмотренные данные)**	**2019г.**	**2021 г. и 2020 г. (пересмотренные данные)**	**2020 г. (пересмотренные данные) и 2019 г.**
	(в миллионах тенге)			*(%)*	
Чистый денежный поток от операционной деятельности	1 078 497	446 533	123 801	141,5	260,7
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, или от нее инвестиционная деятельность	(988 694)	(205 611)	(319 562)	380,9	(35,7)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, или от нее финансовая деятельность	(282 533)	(245 227)	(270 371)	15,2	(9,3)

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		Изменение
	2022 г.	**2021 г.**	
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Чистый денежный поток от операционной деятельности	354 155	443 744	(20,2)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	(235 499)	(59 661)	294,7
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности	(176 503)	(97 718)	80,6

Чистый денежный поток от операционной деятельности

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. чистый денежный поток от операционной деятельности составил 354,2 миллиардов тенге в сравнении с 443,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует снижение на 89,5 миллиарда или на 20,2%. Такое снижение обусловлено главным образом изменениями в дебетовом сальдо расчетов с покупателями и в других текущих активах.

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. чистый денежный поток от операционной деятельности составил 1 078,5 миллиардов тенге в сравнении с 446,5 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 632,0 миллиардов тенге или на 141,5%. Такое увеличение демонстрирует увеличение прибыли до налогообложения.

За год по состоянию на 31 декабря 2020 г. чистый денежный поток от операционной деятельности составил 446,5 миллиардов тенге в сравнении с 123,8 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г, что демонстрирует увеличение на 322,7 миллиардов тенге или на 260,7%. Такое увеличение обусловлено главным образом корректировкой на сумму 864,5 миллиардов тенге на выплату авансов за поставку нефти за год по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные потоки от/ (использованные в) инвестиционной деятельности отражают

главным образом приобретение и ликвидацию дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний, приобретение и продажу имущества, установок и оборудования и нематериального имущества, получение дивидендов от совместных предприятий и ассоциированных компаний и изъятие и размещение банковских депозитов.

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. чистый денежный поток, использованный в инвестиционной деятельности, увеличился на 235,5 миллиардов тенге в сравнении с 59,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г, что демонстрирует увеличение на 175,8 миллиардов или на 294,5%. Такое увеличение обусловлено главным образом размещением банковских депозитов, что отчасти было скомпенсировано увеличением объемов изъятия банковских депозитов.

За год на 31 декабря 2021 года, чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, составили 988,7 миллиардов тенге по сравнению с чистыми денежными потоками, использованными в инвестиционной деятельности, в размере 205,6 миллиардов тенге за год на 31 декабря 2020 года. Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. были связаны главным образом размещением банковских депозитов и передачей компании «QazaqGaz».

За год на 31 декабря 2020 года, чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, составили 205,6 миллиардов тенге по сравнению с чистыми денежными потоками, использованными в инвестиционной деятельности, в размере 319,6 миллиардов тенге за год на 31 декабря 2019 года. Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. были связаны главным образом с приобретением имущества, установок и оборудования, что было отчасти скомпенсировано изъятием банковских депозитов.

Чистые денежные потоки (использованные в) / от финансовой деятельности

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, составили 176,5 миллиардов тенге в сравнении с 97,7 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г., что демонстрирует увеличение на 78,8 миллиардов или на 80,7%. Такое увеличение обусловлено главным образом увеличением суммы дивидендов, выплачиваемых акционерам Компании.

За год на 31 декабря 2021 года, чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, составили 282,5 миллиардов тенге по сравнению с чистыми денежными потоками, использованными в финансовой деятельности, в размере 245,2 миллиардов тенге за год на 31 декабря 2020 года. Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. отражают главным образом выплату займов и формирование резерва денежных средств на выплату займов, что было отчасти скомпенсировано получением займов.

За год на 31 декабря 2020 г., чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, составили 245,2 миллиардов тенге по сравнению с чистыми денежными потоками, использованными в финансовой деятельности, в размере 270,4 миллиардов тенге за год на 31 декабря 2019 г. Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности, за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. отражали главным образом выплату займов и погашение облигаций, что было отчасти скомпенсировано получением займов и размещением облигаций.

Существенные безналичные операции

За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. Компания осуществила ряд существенных безналичных операций и других операций, которые были исключены из консолидированной отчетности Компании по денежным потокам. В июне и ноябре 2021 г. Группа сформировала резерв денежных средств на общую сумму 292,3

миллиардов тенге на выплату займа от Экспортно-импортного банка Китая с начисленными процентами. Заем был выплачен в июле 2021 г. на сумму 32,799 миллионов тенге и в январе 2022 г. на сумму 259,5 миллиардов тенге. Выплата займа была классифицирована как безналичная операция.

Общие капитальные затраты

В следующей таблице представлена определенная информация относительно общих капитальных затрат Компании по сегментам, включая поглощение при слиянии компаний, за указанные периоды.

	За год по состоянию на 31 декабря			Изменение	
	2021 г.	2020 г. (пересмотренные данные)	2019 г.	2021 г. и 2020 г. (пересмотренные данные)	2020 г. (пересмотренные данные) и 2019 г.
	(в миллионах тенге)			*(%)*	
Разведка и добыча нефти и газа	168 017	167 609	256 725	0,2	(34,7)
Транспортировка нефти	92 061	48 900	44 926	88,3	8,8
Продажа и транспортировка газа	—	—	91 744	—	—
Корпоративный	6 013	11 811	14 323	(49,1)	(17,5)
Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами	83 020	84 649	79 492	(1,9)	6,5
Прочее	12 681	15 586	18 098	(18,6)	(13,9)
Исключения и корректировки	52 398	125 608	—	(58,3)	—
Общие капитальные затраты	**414 190**	**454 163**	**505 308**	**(8,8)**	**(10,1)**

	За полугодие, по состоянию на 30 июня		Изменение
	2022 г.	2021 г.	2022 г. и 2021 г.
	(в миллионах тенге)		*(%)*
Разведка и добыча нефти и газа	86 110	72 537	18,7
Транспортировка нефти	33 925	40 676	(16,6)
Переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами	33 028	11 607	184,6
Корпоративный	2 986	4 561	(34,5)
Прочее	7 571	7 352	3,0
Исключения и корректировки	—	29 772	—
Общие капитальные затраты	**163 620**	**166 505**	**(1,7)**

На сегмент разведки и добычи нефти и газа приходится 52,6% и 43,6% от общей суммы капитальных затрат Компании за шесть месяцев по состоянию на 30 июня 2021 г. и 2022 г., соответственно. Капитальные затраты на разведку и добычу за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. связаны главным образом с ОМГ, КМГ Карачаганак, ЭМГ и КТМ вследствие увеличения объема работ в результате оптимизации названных компаний в этом же периоде 2021 год.

На сегмент разведки и добычи нефти и газа приходилось 40,6%, 36.9% и 50,8% от общей суммы капитальных затрат Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. соответственно. Увеличение затрат в 2021 г., главным образом в ОМГ, было связано с увеличением объема буровых работ, что было отчасти скомпенсировано снижением расходов в КМГ-Карачаганак вследствие низкого качества скважин, пробуренных в 2021 г. Снижение расходов в 2020 г. было обусловлено главным образом снижением суммы оценочных и разведочных работ и работ по эксплуатационному бурению в КТГ и КМГ-Карачаганак, а также снижением объемов покупки имущества, установок и оборудования компанией ОМГ вследствие пандемии COVID-19.

На сегмент транспортировки нефти приходится 20,7% и 24,4% от общей суммы капитальных затрат Компании за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. соответственно. За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. крупнейшие проекты в сегменте транспортировки нефти по размеру капитальных затрат были связаны с приемкой трубопровода для технической воды Кульсары-Тенгиз, а также с НМСК в связи с приобретением сухогрузных судов в рамках

проекта по организации флота поддержки морских операций, а также с ремонтом сухогрузного судна Туркестан в отчетном периоде 2021 г.

На сегмент транспортировки нефти приходилось 22,2%, 10,8% и 8,9% от общей суммы капитальных затрат Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. соответственно. Самой большой статьей расходов в 2021 г. было принятие на баланс трубопровода для технической воды Кульсары-Тенгиз и покупка сухогрузных судов НМСК, два из которых были возвращены, а также ремонт сухогрузного судна Туркестан, расходы на который были покрыты страховой компанией, при этом большая часть расходов была возмещена. Увеличение расходов в 2020 г. было обусловлено большим объемом работ, связанных с поддержанием эксплуатационной пригодности производственных средств в 2020 г. в сравнении с 2019 г., что обусловлено разницей в требованиях и в объеме работ.

На сегмент переработки и продажи нефти и переработанных нефтепродуктов приходилось 20,2% и 7,0% от общей суммы капитальных затрат Компании за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. и 2021 г. соответственно. За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. в рамках крупнейшего проекта в данном сегменте наблюдалось увеличение расходов в связи с ремонтом, включая плановый ремонт НПЗ «Petromidia», и внеплановым остановом одной из установок, а также в связи с повышением курса доллара США.

На сегмент переработки и продажи нефти и переработанных нефтепродуктов приходилось 20,0%, 18,6% и 15,7% от общей суммы капитальных затрат Компании за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. соответственно. Крупнейшие проекты в сегменте переработки и продажи нефти и переработанных нефтепродуктов за год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г.: (1) Проект ТАЗАЛЫК, направленный на модернизацию водоочистных сооружений на Атырауском НПЗ, (2) проведение планового капитального ремонта на НПЗ «Petromidia», и (3) завершение строительства комплекса глубокой переработки нефти на Атырауском НПЗ, соответственно.

В 2020 г. и в 2019 г. существенная часть капитальных затрат совместных предприятий Компании включала строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (24 187 миллиардов тенге и 30 791 миллиардов тенге).

В 2021, 2020 и 2019 годах существенная часть капитальных затрат совместных предприятий Компании включала ПБР/ПУУД ТШО (325 72 миллиарда тенге, 370 353 миллиарда тенге, 644 818 миллиарда тенге, соответственно). Согласно прогнозам Компании размер капитальных затрат будет сокращаться в 2023-2026 гг. главным образом вследствие истечения срока действия контрактов на недропользование и завершения ряда капиталоемких проектов в предыдущие годы.

За год по состоянию на 31 декабря 2022 г. сумма запланированных капитальных затрат составляет 644,6 миллиардов тенге, из которых 163,6 миллиардов тенге было израсходовано по состоянию на 30 июня 2022 г. Наиболее существенные запланированные капитальные затраты Компании на 2022 г. включают проекты по разведке («Каламкас море», «Женис», «Исатай», «Абай», «Курмангазы», «Восточный Бектурлы», «Тургай Палеозойской эры»), а также несколько проектов, реализуемых от имени Самрук-Казына («Строительство газоперерабатывающего завода в Жанаозене», «Строительство опреснительной установки мощностью 50 тыс. кубометров в сутки в Кендерли», «Строительство газоперерабатывающего завода «QazaGaz»).

Финансирование капитальных затрат на проекты совместных предприятий Компании осуществляется на уровне соответствующего совместного предприятия. Согласно планам финансирование капитальных затрат в рамках этих проектов будут осуществляться без участия Компании.

Смотрите *«Факторы риска — Риски, связанные с отраслью деятельности Компании — Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой отраслью, и деятельность Компании может*

потребовать значительных текущих капитальных затрат».

Обязательства

Смотрите Примечание 32 к финансовой отчетности за 2021 год. и Примечание 24 к Промежуточной финансовой отчетности.

Обязательства по контрактам на недропользование

По состоянию на 30 июня 2022 г. Компания имела следующие обязательства в связи с обеспечением минимального объема работ согласно условиям лицензий, СРП и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством.

Год	Капитальные затраты	Эксплуатационные затраты
	(миллионов тенге)	
2022	179 505	14 477
2023	110 943	4 310
2024	32 408	4 324
2025	14 217	4 275
2026-2048	3 038	21 957
Итого	**340 111**	**49 343**

Обязательства в связи с поставками нефти

По состоянию на 30 июня 2022 г. компания КМГ Кашаган имела обязательство по поставке 7,3 миллионов тонн до 31 декабря 2025 г. (из которых на долю Компании приходится 3,7 миллионов тонн) в сравнении с 8,6 миллионов тонн на 31 декабря 2021 г. (из которых на долю Компании приходится 4,3 миллионов тонн соответственно).

Прочие договорные обязательства

По состоянию на 30 июня 2022 г. сумма прочих инвестиционных обязательств Компании (включая совместные предприятия) составляла около 186, миллиардов тенге (148,6 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 г.), что связано с приобретением и строительством имущества, установок и оборудования.

По состоянию на 30 июня 2022 г. общая сумма обязательств Компании составляла 169,1 миллиардов тенге (184,5 миллиардов тенге на 31 декабря 2021 г.) в рамках инвестиционных программ, утвержденных совместным приказом Министерства энергетики и Комитета по регулированию естественных монополий, предусматривающих капитальное строительство/реконструкцию/капитальный ремонт/диагностику производственных объектов.

Долговые обязательства

В следующих таблицах представлена определенная информация относительно общего объема заемных средств Компании и ее дочерних компаний с указанием ставки и валюты на указанные даты:

	По состоянию на 30 июня	По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
		(миллионов тенге, за исключением долей в процентах)		
Займы с фиксированной процентной ставкой	3 249 935	3 041 001	3 394 958	3 146 477
Средневзвешенная фиксированная процентная ставка	5,69%	5,72%	5,50%	5,48%
Займы с плавающей процентной ставкой	684 762	705 326	683 490	691 027
Средневзвешенная плавающая процентная ставка	8,12%	5,78%	4,38%	5,73%
	3 934 697	**3 746 327**	**4 078 448**	**3 837 504**

	По состоянию на 30 июня	По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
			(миллионов тенге)	
Займы в долларах США-	3 284 212	3 213 820	3 669 668	3 555 347
Займы в тенге-	281 362	294 581	318 034	271 776
Займы в российских рублях	349 123	221 207	85 223	-
Займы в евро	9 214	8 424	2 319	2 881
Займы в других валютах	10 786	8 295	3 204	7 500
	3 934 697	**3 746 327**	**4 078 448**	**3 837 504**

	По состоянию на 30 июня	По состоянию на 31 декабря		
	2022 г.	**2021 г.**	**2020 г.**	**2019 г.**
			(миллионов тенге)	
Текущие	355 985	484 980	361 556	253 428
Долгосрочные	3 578 712	3 261 347	3 716 892	3 584 076
	3 934 697	**3 746 327**	**4 078 448**	**3 837 504**

Общая сумма заемных средств Компании увеличилась на 5,0% до 3 935 миллиардов тенге по состоянию на 30 июня 2022 г. с 3 746 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 г. Такое увеличение обусловлено главным образом влиянием обменных курсов валют на займы, деноминированные в иностранной валюте. Кратко-срочные займы Компании (включая текущую часть долго-срочного долга) снизились до 356,0 миллиардов тенге по состоянию на 30 июня 2022 года с 485 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 года. Такое снижение обусловлено главным образом сокращением краткосрочной части долгосрочных задолженностей.

Общая сумма заемных средств Компании снизилась на 8,1% до 3 746 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 г. с 4 078,4 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 г. Такое снижение обусловлено главным образом исключением компании «QazaqGaz» и соответствующих займов из консолидации. Сумма долго-срочных займов компании (за исключением текущей части долго-срочного долга) снизилась до 3 261 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 года с 3 717 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 года. главным образом вследствие исключения компании «QazaqGaz» и соответствующих займов из консолидации. В целях снижения влияния валютных рисков на заемные средства Группы было произведено рефинансирование займов Атырауского НПЗ, деноминированных в долларах США. Кратко-срочные займы компании (включая текущую часть долго-срочного долга) увеличились до 485 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2021 года с 361,6 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 года. Такое увеличение обусловлено главным образом получением Атырауским НПЗ нового займа от ВТБ Банка на сумму 38 миллиардов рублей в целях рефинансирования займа, полученного от Экспортно-импортного банка Китая на сумму 604 миллионов долларов США (выплачен в январе 2022 г.), а также колебаниями обменного курса доллара США по отношению к тенге.

Общая сумма заемных средств Компании увеличилась на 6,3% до 4 078 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 г. с 3 838 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2019 г. Такое увеличение обусловлено разницей обменных курсов, возникшей в результате ослабления тенге по отношению к доллару США (382,59 на конец 2019 г. в сравнении с 420,91 на конец 2020 г.), учитывая то, что задолженность отражена в тенге. В действительности в 2020 г. сумма консолидированной задолженности КМГ немного уменьшилась вследствие рефинансирования двух выпусков еврооблигаций на общую сумму 907 миллионов долларов США в результате выпуска и размещения еврооблигаций на сумму 750 миллионов долларов США (157 миллионов было выплачено за счет собственных средств КМГ). Сумма долго-срочных займов компании (за исключением текущей части долго-срочного долга) увеличилась до 3 717 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 года с 3 584 миллиардов тенге по

состоянию на 31 декабря 2019 года, главным образом вследствие выпуска еврооблигаций, срок погашения которых наступает в 2033 г.

Кратко-срочные займы компании (включая текущую часть долго-срочного долга) увеличились до 361,6 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2020 года с 253,4 миллиардов тенге по состоянию на 31 декабря 2019 года. Такое увеличение обусловлено главным образом ослаблением тенге по отношению к доллару США, а также увеличением суммы задолженности KMG International по возобновляемым кредитным линиям.

С 30 июня 2022 года существенных изменений в долговых обязательствах Группы не было, за исключением нижеследующего.

15 сентября 2022 года дочерняя компания, находящаяся в полной собственности Компании, «Coöperatieve KazMunaiGas U.A.», реализовала колл-опцион на акции в Кашагане и приобрела акции КМГ Кашаган у Самрук-Казына, тем самым став единственным акционером КМГ Кашаган. Цена покупки составляет 3,8 миллиардов долларов США и должна быть выплачена несколькими траншами до 30 июня 2023 года. Компания намерена покрыть 42% от цены покупки за счет чистых поступлений от купонных облигаций со ставкой 3% на сумму 751,6 миллиардов тенге (1,6 миллиардов долларов США) со сроком погашения в 2035 году, выпущенных Компанией на KASE и принадлежащих Самрук-Казына, при этом оставшаяся часть покупной цены должна быть оплачена денежными средствами Кашагана от операционной деятельности и путем зачета обязательств Самрук-Казына перед Компанией. Приобретение доли в КМГ Кашаган также увеличит долг Компании на 2,3 миллиардов долларов США (по состоянию на 30 сентября 2022 года), включая 1,6 миллиардов долларов США по вышеуказанным облигациям и 0,7 миллиардов долларов США в виде гарантии Самрук-Казына по остальной части покупной цены, которая должна быть оплачена за счет денежных средств КМГ Кашаган от его операционной деятельности (до 30 июня 2023 года).

Поскольку стороны этой сделки контролируются Самрук-Казына, Компания применила метод объединения долей в отношении данного приобретения и представит свою консолидированную финансовую отчетность за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2022 года, как если бы передача контрольного пакета акций КМГ Кашаган возникла с начала самого раннего из представленных периодов. т.е. 31 декабря 2021 года, независимо от фактической даты объединения (14 сентября 2022 года) и приведет к пересчету финансовой информации, представленной по состоянию на 31 декабря 2021 года и за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2022 года.

Активы и обязательства КМГ Кашаган, переданные под общий контроль, отражаются по балансовой стоимости предшественника, Самрук-Казына. В результате объединения новый гудвил не признается. Разница между балансовой стоимостью приобретенных чистых активов и уплаченным вознаграждением была признана в составе капитала. Компоненты капитала КМГ Кашаган добавляются к нераспределенной прибыли Компании как объединение бизнеса под общим контролем.

Финансовая политика

Задачи финансовой политики Компании:

- оценка, ограничение и контроль финансовых рисков Компании;
- мониторинг объема заемных средств Компании и принятие мер в целях снижения общей суммы задолженности Компании посредством выплаты таких задолженностей в установленный срок, не прибегая к рефинансированию;
- подержание оптимального размера оборотных средств на уровне дочерних компаний Компании; и
- поддержание финансовой гибкости в Группе на высоком уровне.

Согласно данной политике Компания намерена осуществлять финансирование проектов, не затрагивая свою балансовую ведомость, посредством финансирования проектов без права обратного требования, финансирования приобретения на основании ограниченного права регресса в отношении приобретенных активов и использования собственных денежных средств, полученных в качестве дивидендов от своих дочерних компаний, совместных предприятий и ассоциированных компаний. При финансировании проектов, реализуемых Компанией или ее дочерними компаниями, Компания обычно осуществляет финансирование на уровне Компании, а затем распределяет ликвидность для целей финансирования проектов по необходимости разными организациями в составе Группы. Также Компания предлагает своим совместным предприятиям и ассоциированным компаниям принимать участие в финансировании напрямую.

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних компаний

Компания регулярно проводит оценку банковского рынка и рынка облигаций. Сумма находящихся в обращении облигаций на 30 июня 2022 г. составила 2 949,1 миллиардов тенге. Сумма подлежащая выплате Компании по банковским займам, на 30 июня 2022 г. составила 986 миллиардов тенге.

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместных предприятий

Также, несмотря на то, что такие задолженности не консолидируются с задолженностью Компании, у некоторых совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании и у ее дочерних компаний имеются существенные долговые обязательства.

КБМ

29 апреля 2021 г. КБМ заключила дополнительное соглашение о внесении изменений и поправок в соглашение о предоставлении предэкспортной кредитной линии на сумму до 250 миллионов долларов США, заключенное 6 марта 2017 г. между КБМ (в качестве заемщика), лондонским филиалом «Bank of China Limited» (в качестве агента по обслуживанию кредитной линии) и «Euro-Asian Oil PTE LTD.» (в качестве агента по обеспечению и клиента) в целях рефинансирования соглашений о предоставлении займов, заключенных компанией «Caspi Bitum» в 2016 г.

ТШО

В целях финансирования ПБР/ПУУД ТШО привлек обеспеченный долг в июле 2016 года, по которому Tengizchevroil Finance Company International Ltd («**TFCI**») выступает в качестве заемщика.

27 июля 2016 года TFCI выпустила облигации серии А на сумму 1 000 миллионов долларов США для международных институциональных инвесторов, а также взяла на равных условиях старшие обеспеченные кредиты на сумму 2 000 миллионов долларов США и 1 000 миллионов долларов США от Chevron и ExxonMobil соответственно, отражая условия облигаций серии А. Эти облигации и займы подлежат погашению 15 августа 2026 года и годовой процентной ставке 4 %.

23 июля 2020 года TFCI выпустила облигации серии В на сумму 500 миллионов долларов США для международных институциональных инвесторов, а также взяла на равных условиях старшие обеспеченные кредиты на сумму 1000 миллионов долларов США и 500 миллионов долларов США от Chevron и ExxonMobil соответственно, что соответствует условиям серии В. Облигации. Эти облигации и кредиты подлежат погашению 15 августа 2025 года и годовой процентной ставке 2,625%.

23 июля 2020 года TFCI выпустила облигации серии С на сумму 750 миллионов долларов США для международных институциональных инвесторов, а также взяла на равных условиях старшие обеспеченные кредиты на сумму 1500 миллионов долларов США и 750 миллионов

долларов США от Chevron и ExxonMobil соответственно, что отражает условия облигаций серии B. Эти облигации и кредиты подлежат погашению 15 августа 2030 года и годовой процентной ставке 3,25%.

Для подробной информации смотрите таблицу ниже:

Общая структура долгосрочного долга	**31 декабря 2021 года, миллионы долларов США**
Облигации серии A	1 000
Облигации серии B	500
Облигации серии C	750
Займ Chevron (Облигации серии A, B, C на равных условиях)	4 500
Займ Exxon Mobil (Облигации серии A, B, C на равных условиях)	2 250
Итого долгосрочный долг	**9 000**

Некоторые условия долговых обязательств

Соглашения о предоставлении займов, заключенные Компанией, содержат стандартные для рынка условия, включая определенные финансовые и другие ограничивающие обязательства. На дату подготовки настоящего Проспекта Компания соблюдает такие обязательства.

В следующей таблице представлены плановые сроки погашения задолженности Компании по состоянию на 30 июня 2022 г. (номинальные значения):

Год погашения	**Сумма задолженности**
	(миллионов долларов США)
2 полугодие 2022	95[7]
2023	233[7]
2024	264[7]
2025	760[7]
2026	312[7]
2027	1 297[7]
2028	0,5
2029	-
2030	1 250
2031 и далее	3 500

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной процентной ставкой снизилась на 5,69% на 30 июня 2022 г. с 5,72% на 31 декабря 2021 г. главным образом вследствие полной досрочной выплаты займа, полученного от Эксимбанка Китая Атырауским НПЗ на сумму 604 миллионов долларов США (259 миллиардов тенге). Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной процентной ставкой увеличилась на 5,72% на 31 декабря 2021 г. с 5,50% на 31 декабря 2020 г. главным образом вследствие рефинансирования займа Атырауского НПЗ в долларах США, полученного от Банка развития Казахстана («**БРК**») и Японского банка для международного сотрудничества, посредством получения займов в тенге с более высокими процентными ставками. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей процентной ставкой увеличилась на 5,78% на 31 декабря 2021 г. с 4,38% на 31 декабря 2020 г. главным образом вследствие рефинансирования займа Атырауского НПЗ, полученного от Экспортно-импортного банка Китая, посредством получения займа в неконвертируемой валюте с более высокой процентной ставкой.

Риски - Введение

Компания подвержена рискам, связанным с запасами и добычей, оценкой запасов нефти и газа,

[7] Оборотный капитал по торговой деятельности группы KMG International не включен.

законодательством Казахстана в сфере охраны окружающей среды, ценами на сырую нефть, газ и переработанные нефтепродукты, обменным курсом, ликвидностью, кредитами, процентными ставками, налогами, и другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты в иностранной валюте, валютные опционы, свопы по процентным ставкам и товарные соглашения, в целях управления такими рыночными рисками.

Смотрите Примечание 31 к финансовой отчетности за 2021 год.

Рыночный риск

Группа подвергается рыночным рискам. Рыночные риски вытекают из открытой позиции по процентным ставкам, валюте и ценным бумагам, которые подвержены общим и специфическим рыночным изменениям. Группа управляет рыночными рисками посредством регулярной оценки потенциальных убытков, которые могут возникать в результате неблагоприятных изменений на рынке, и установления соответствующих ограничений и дополнительных требований.

Валютный риск

Основной валютный риск Компании связан с изменением стоимости доллара США по отношению к тенге и, в меньшей степени, по отношению к другим валютам. Поскольку существенная часть займов и счетов деноминированы в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы может оказывать существенное влияние изменение обменного курса доллара США по отношению к тенге. Группа также подвержена рискам, связанным с валютными операциями с использованием доллара США, поскольку существенная часть выручки Группы деноминирована в долларах США. Большая часть денежных потоков Компании деноминирована в тенге. Что касается доходов, то все доходы Компании от экспорта, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражены в долларах США или привязаны к ценам на сырую нефть и нефтепродукты, выраженным в долларах США.

На 30 июня 2022 г. задолженность Компании на сумму 3 284,2 миллиардов тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 83,5% от общей суммы задолженности Компании - 3935 миллиардов на указанную дату). Снижение стоимости доллара США по отношению к тенге снизило и будет продолжать снижать стоимость обязательств Компании.-, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге, в то время как увеличение стоимости доллара США по отношению к тенге увеличило и будет увеличивать стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, в пересчете на тенге. Поскольку валютой отчетности Компании является тенге, Компания понесла и будет продолжать нести убытки в связи с пересчетом в иностранную валюту при ослаблении доллара США по отношению к тенге. Смотрите *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность— Влияние изменений обменного курса».*

Компания не использует валютные контракты и форвардные контракты для управления своими рисками, связанными с изменениями обменного курса. Руководство Компании регулярно ведет мониторинг валютных рисков Компании и отслеживает изменения обменного курса и их влияние на деятельность Компании. Компания осуществляет политику управления валютными рисками в долларах США посредством согласования суммы финансовых активов, деноминированных в долларах США, с суммой финансовых обязательств, деноминированных в долларах США, или посредством использования инструментов хеджирования финансовых активов и финансовых обязательств.

Процентный риск

Процентный риск - это риск, связанный с возможностью колебаний стоимости финансовых инструментов вследствие изменений процентных ставок на рынке. Компания подвержена

процентным рискам по своим задолженностям с плавающими процентными ставками, и в меньшей степени - по своим задолженностям с фиксированными процентными ставками. Политика Компании заключается в том, чтобы управлять процентной ставкой, используя сочетание займов с фиксированной и плавающей процентной ставкой. По состоянию на 30 июня 2022 г. у Компании имелись непогашенные кредиты и займы на общую сумму 3 934,7 миллиардов тенге, из которых 3250 миллиардов тенге относились к займам с фиксированной процентной ставкой (средневзвешенная ставка - 5,69%), 684,8 миллиардов тенге относились к займам с плавающей процентной ставкой (средневзвешенная ставка - 8,12%), ставка по которым определялась главным образом на основании ставки ЛИБОР[8] (которая была заменена на ставку SOFR (средневзвешенная стоимость займов «овернайт») для депозитов в долларах США. Смотрите «*—Долговые обязательства».*

Компания имеет заемные средства для общих корпоративных целей, включая финансирование капитальных затрат, финансирование приобретений и потребности в оборотном капитале. Изменение процентных ставок в сторону увеличения приводит к повышению стоимости займов и затрат на выплату процентов по непогашенным займам с плавающей процентной ставкой. Изменения процентных ставок также могут приводить к существенным изменениям справедливой стоимости долговых обязательств Компании. Однородная группа определяется на основании валюты, в которой деноминированы финансовые обязательства, и предусматривает одинаковые изменения процентных ставок в каждой однородной группе (например, доллары США, тенге). Однако восприимчивость Компании к снижению процентных ставок и к соответствующему повышению справедливой стоимости ее долгового портфеля может оказывать негативное влияние на результаты и денежные потоки только в том случае, если Компания решит осуществить обратную покупку или иным образом погасить часть задолженностей или все задолженности Компании с фиксированной процентной ставкой по ценам выше балансовой стоимости.

Кредитный риск

Компания заключает сделки только с надежными кредитоспособными сторонами и осуществляет политику проверки кредитоспособности клиентов, желающих заключать сделки на условиях кредита. Финансовые инструменты Компании, которые подвержены концентрации кредитного риска, состоят главным образом из дебиторской задолженности. Хотя Компания может нести убытки в размере контрактной стоимости инструментов, в случае невыполнения обязательств контрагентами, такие убытки не ожидаются. Хотя на погашение таких дебиторских задолженностей могут влиять экономические факторы, затрагивающие такие организации, по мнению Компании существенного риска наступления убытков сверх суммы отраженного в отечности резерва нет. Максимальная сумма риска - это балансовая стоимость, указанная в Примечании 14 к Финансовой отчетности за 2021 г.

Возможность концентрации кредитного риска по дебиторской задолженности не высока вследствие большого количества клиентов, включая клиентскую базу Компании, и использования аккредитивов при осуществлении большинства продаж. Финансовые учреждения, работающие в Казахстане, не предоставляют услуги по страхованию депозитов юридических лиц. Руководство Компании регулярно проводит проверку кредитоспособности финансовых учреждений, в которых Компания размещает денежные депозиты.

В отношении кредитных рисков, вытекающих из других финансовых активов Компании, куда входят денежные средства и их эквиваленты, банковские депозиты, дебетовое сальдо расчетов с покупателями, дебиторская задолженность по кредитам и векселя к получению и другие финансовые активы, кредитные риски Компании вытекают из невыполнения обязательств контрагентами, при этом максимальная сумма риска равна балансовой стоимости таких

---

[8] Средняя межбанковская процентная ставка, по которой некоторые банки на лондонском денежном рынке готовы ссужать друг другу.

инструментов.

Кроме того, Компания также подвержена кредитному риску и риску ликвидности, вытекающим из инвестиционной деятельности, главным образом в связи с размещением депозитов в казахстанских банках.

Риск ликвидности

Риск ликвидности возникает в том случае, если срок действия активов и срок погашения обязательств не совпадают, в результате чего Компания сталкивается со сложностями при получении финансирования в целях выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникать в случае отсутствия возможности быстрой продажи финансовых активов по стоимости, близкой к их справедливой стоимости. Руководство Компании регулярно ведет мониторинг требований к ликвидности и считает, что Компания имеет достаточно средств для выполнения обязательств в установленные сроки.

Политика хеджирования

Компания обычно не использует форвардные валютные контракты, валютные свопы, пут-опционы или другие механизмы хеджирования. Внутри Группы только KMG International использует механизмы хеджирования.

На 30 июня 2022 г. некоторые займы, деноминированные в иностранной валюте, были классифицированы как инструменты хеджирования, используемые в целях инвестирования в зарубежную деятельность. Эти заемные средства используются для хеджирования рисков Группы, связанных с колебаниями обменного курса доллара США, которым подвержены такие инвестиции Группы. За полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. убытки в размере 233,6 миллиардов тенге (в сравнении с 44,0 миллиардов тенге за полугодие по состоянию на 30 июня 2021 г.), связанные с пересчетом суммы таких заемных средств в иностранную валюту, были отнесены на прочий совокупный доход и засчитаны в счет прибыли от пересчета в связи с чистой суммой инвестиций в зарубежную деятельность.

За год по состоянию на 31 декабря 2021 г. «KMG International» использовала инструменты хеджирования в отношении чистой суммы инвестиций в определенные дочерние компании, отнесенные к категории зарубежной деятельности в связи с некоторыми займами, деноминированными в долларах США. В результате был получен убыток в размере 67,0 миллиардов тенге (в сравнении с убытком в размере 205,7 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. и доходом в размере 10,3 миллиардов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 г.). Смотрите Примечание 25 к финансовой отчетности за 2021 год.

Забалансовые операции

По состоянию на 30 июня 2022 г. Компания не имела существенных забалансовых операций. Компания отражает в отчетности все непредвиденные расходы и обязательства в виде резерва или отражает их другим способом в консолидированной финансовой отчетности. Кредитный риск по забалансовым финансовым инструментам определяется как возможность понести убытки в результате невыполнения контрактных обязательств другой стороной финансового инструмента. Руководство Компании не считает, что забалансовые финансовые инструменты имеют существенное значение для ее консолидированных результатов деятельности и финансового положения.

Существенные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с требованиями МСФО. Согласно требованиям МСФО при подготовке финансовой отчетности руководство Компании должно использовать надлежащие принципы бухгалтерского учета и выносить суждения и оценки, влияющие на отраженные в отчетности суммы активов, обязательств, доходов и расходов, а

также раскрывать информацию о непредвиденных активах и обязательствах. Полное описание существенных принципов учета, используемых Компанией, представлено в Примечании 3 к Финансовой отчетности за 2021 г. При выборе надлежащих принципов учета и вынесении суждений и оценок имеют место оценочные суждения и неясности, обусловленные на разумных основаниях предполагаемой вероятностью того, что в разных условиях в отчетности могут быть отражены существенно отличающиеся суммы, могут быть использованы отличающиеся суждения, также фактические суммы могут отличаться от оценочных. Ниже представлены сводные данные по наиболее существенным учетным оценкам и суждениям, которые должно предоставлять руководство Компании.

Смотрите Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2021 г. и *«Представление финансовой и другой информации».*

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа - это существенный фактор, влияющий на расчет обесценения, истощения и амортизации в Компании. Компания проводит оценку имеющихся у нее запасов нефти и газа для целей таких расчетов в соответствии с требованиями Системы оценки нефтяных ресурсов (PRMS) с использованием применяемых в Казахстане методов (включая соблюдение казахстанского законодательства в сфере недропользования). При оценке запасов с использованием методов, предусмотренных системой PRMS, Компания использует метод долгосрочного планирования цен (макроэкономические прогнозы, содержащиеся в 5-летнем плане развития АО Самрук-Казына). - Долгосрочное планирование цен для оценки подтвержденных запасов устраняет влияние изменчивости, характерной для использования спотовых цен на конец года. По мнению руководства Компании допущения, используемые при долгосрочном планировании цен, больше подходят для деятельности в сфере разведки и добычи, для которой характерно долгосрочное планирование, и обеспечивает наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов даются с некоторой степенью неопределенности. Степень неопределенности зависит главным образом от количества надежных геологических и технических данных, имеющихся на момент проведения оценки и интерпретации таких данных.

Относительную степень неопределенности можно передать, распределив запасы в одну из двух основных категорий - подтвержденные или неподтвержденные. Подтвержденные запасы могут быть извлечены с большей долей вероятности (более 90%) в сравнении с неподтвержденными запасами, и их можно распределить далее на следующие подкатегории: разработанные и неразработанные, чтобы отметить непрерывно возрастающую неопределенность касательно возможности их извлечения. Смотрите «*ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ - Определенная информация о запасах»* для получения дополнительной информации.

Оценка запасов углеводородного сырья проводится ежегодно. Анализ и пересмотр оценок проводится ежегодно. Пересмотр проводится на основании оценки или переоценки имеющихся геологических, промысловых и производственных параметров, при получении новых данных и в случае изменений в ценовых предположениях, использованных в расчетах. Оценки запасов также могут пересматриваться в рамках проектов по повышению извлекаемости, в случае изменения производственной мощности или изменения стратегии развития. Подтвержденные разработанные запасы используются для расчета обесценения, истощения и амортизации на единицу продукции по активам, связанным с добычей нефти и газа. Компания включила в категорию подтвержденных только те запасы, добыча которых запланирована на начальный этап работ в рамках контракта на недропользование. Это объясняется неопределенностью, связанной с результатами такого возобновления, поскольку возобновление происходит исключительно по усмотрению Компании. Увеличение сроков действия контрактов на недропользование, заключенных Компанией, и соответствующее

увеличение количества отражаемых в отчетности запасов обычно приводит к снижению расходов, связанных с обесценением, истощением и амортизацией, и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение количества подтвержденных разработанных запасов приведет к увеличению расходов, связанных с обесценением, истощением и амортизацией (при условии постоянных производственных параметров), снижению прибыли и может стать причиной немедленного списания балансовой стоимости имущества. Принимая во внимание относительно небольшое количество эксплуатируемых месторождений, существует вероятность того, что изменения в оценках запасов от года к году может оказать существенное влияние на возможные изменения, касающиеся обесценения, истощения и амортизации.

Способность восстановления активов в сфере добычи нефти и газа, активов в сфере маркетинга и реализации, в сфере переработки и других активов

Компания проводит оценку активов или единиц, генерирующих денежные средства («**ЕГДС**») на предмет обесценения в том случае, если какие-либо события или изменения в обстоятельствах говорят о том, что балансовая стоимость какого-либо актива не может быть восстановлена. В случае обнаружения признаков обесценения, проводится официальная оценка возмещаемой стоимости, которая представляет собой наибольшую из двух величин: справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу или ценность использования. При проведении таких оценок необходимо использовать оценки и допущения, такие как долгосрочные прогнозы цен на нефть, скидки, будущая потребность в капитале и результаты деятельности (включая объемы добычи и продажи), которые связаны с рисками и неопределенностью. В случае если балансовая стоимость актива или ЕДГС превышает возмещаемую сумму, актив или ЕДГС считаются обесцененными и списываются до возмещаемой суммы. При оценке возмещаемой суммы предполагаемые будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для данной группы активов и обесцениваются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования, отражающей текущие рыночные оценки стоимости денег с учетом фактора времени и рисков, характерных для данного актива. справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу определяется как цена, которая будет получена при продаже такого актива в рамках обычной сделки между участниками рынка, и не отражает влияние факторов, характерных для данного юридического лица и не применимых к юридическим лицам в целом.

Компания проводила ежегодную проверку на обесценение активов в сфере маркетинга и реализации, в сфере переработки и других активов в декабре 2021 г., 2020 г. и 2019 г. При проведении анализа показателей обесценения Компания принимает во внимание предусмотренную прогнозами маржу и объемы производства НПЗ, помимо других факторов. Снижение предусмотренных рыночными прогнозами показателей указывает на потенциальное обесценение нематериальных активов и (или) активов в сфере переработки, маркетинга и реализации и других активов. За год по состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. в результате анализа обесценения в Финансовой отчетности были признаны затраты на обесценение.

Павлодарский НПЗ

По состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. Группа получила существенные нематериальные активы в связи с приобретением Павлодарского НПЗ.

По состоянию на 31 декабря 2021 г., 2020 г. и 2019 г. возмещаемая сумма ЕДГС Павлодарского НПЗ составляла 88,6 миллиардов тенге. Возмещаемая сумма рассчитывается с использованием метода дисконтированных денежных потоков, ставка дисконтирования, применяемая к прогнозам движения денежных средств, составляла 12,06% в 2021 г. (10,79% в 2020 г. и 9,7% в 2019 г.).

На основании результатов проверки на обесценение в 2021 г. обесценение нематериальных активов Павлодарского НПЗ не было выявлено. Смотрите Примечание 17 к Финансовой отчетности за 2021 год.

Обязательства по выбытию активов

Производственные объекты в нефтегазовой отрасли

Согласно условиям некоторых контрактов на недропользование и требованиям применимых законов и норм на Компанию налагаются юридические обязательства по демонтажу и вывозу материальных активов и восстановлению почвы на каждом производственном участке. В частности, Компания имеет обязательства в связи с текущим закрытием всех непродуктивных скважин и работами по их окончательному выводу из эксплуатации, такими как демонтаж трубопроводов и удаление зданий, рекультивация почвы на контрактных территориях, а также обязательства по демонтажу и удалению материальных активов и восстановлению почвы на каждом производственном участке.- Поскольку срок действия контрактов на недропользование не может быть продлен по усмотрению Компании, предполагается, что дата выполнения обязательств по окончательному выводу из эксплуатации приходится на конец срока действия каждого контракта на недропользование. Если обязательства по выбытию активов должны быть выполнены в конце периода рентабельной разработки нефтегазового месторождения, отражаемые в отчетности обязательства существенно увеличиваются вследствие включения всех затрат на ликвидацию и вывод из эксплуатации. Объем обязательств Компании по финансированию деятельности по ликвидации и окончательному выводу из эксплуатации зависит от условий соответствующих контрактов на недропользование и требований применимого законодательства.

В случае если условия контрактов на недропользование и требования применимых законов и норм не предусматривают однозначно выраженных обязательств по осуществлению или финансированию деятельности по ликвидации и окончательному выводу из эксплуатации в конце срока действия контракта на недропользование, никакие обязательства не признаются. Существует некоторая неопределенность и существенная доля оценочных суждений при решении этого вопроса. Результаты анализа, проведенного руководством Компании в целях определения наличия или отсутствия таких обязательств, могут измениться в случае изменений принципов и методов, используемых Правительством, или местных правил, действующих в данной отрасли.

Компания производит расчет обязательств по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательств представляет собой текущую стоимость предполагаемых расходов на выполнение обязательств с корректировкой на предполагаемую инфляцию, дисконтированную с использованием средней долгосрочной безрисковой процентной ставки по суверенному долгу стран с формирующимся рынком с поправкой на риски, характерные для казахстанского рынка.

На каждую отчетную дату Компания проводит анализ резервов на восстановление участка и проводит их корректировку в целях отражения текущей наилучшей оценки в соответствии с КИМФО 1 «Изменения в существующих обязательствах по выводу из эксплуатации, восстановлению и аналогичные обязательства».

Оценка будущих затрат на вывод из эксплуатации включает существенное количество оценок и оценочных суждений со стороны руководства Компании. Большинство из таких обязательств являются долгосрочными, рассчитанными на несколько лет, и помимо неопределенности законодательных требований на оценки Компании могут влиять изменения в методах ликвидации активов, затратах и отраслевых практиках. Неопределенность в связи с затратами на окончательный вывод из эксплуатации компенсируется дисконтированием предполагаемых денежных потоков. Компании проводит оценку будущих затрат на вывод скважин из эксплуатации с использованием текущих цен и среднесрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и дисконтные ставки, используемые для определения обязательств в консолидированном отчете о финансовом положении компаний Группы по состоянию на 31 декабря 2021 г. варьируются от 2,23% до 8,10% и от 3,80% до 10,25% соответственно (в сравнении с диапазоном от 2,00% до 7,3% и от 3,68% до 11,0% по состоянию на 31 декабря

2020 г.). По состоянию на 31 декабря 2021 г. балансовая стоимость обязательств Группы по выбытию активов в связи с выводом из эксплуатации производственных объектов в нефтегазовой отрасли составила 67,2 миллиардов тенге (в сравнении с 66,2 миллиардов по состоянию на 31 декабря 2020 г.). Смотрите Примечание 26 к Финансовой отчетности за 2021 год для получения подробной информации об изменении резерва на обязательства по выбытию активов.

Восстановление окружающей среды

Руководство Компании также использует оценочные суждения и оценки при определении резерва на обязательства по восстановлению окружающей среды. Расходы на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущего экономического эффекта. Расходы, связанные с существующим состоянием, являющимся результатом осуществленной ранее деятельности, и те, которые не приносят в будущем экономическую выгоду относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущих данных о расходах и планов на восстановление и отражаются в отчетности на недисконтированной основе, если конкретные сроки не были согласованы с соответствующими органами. Обязательства Компании по восстановлению окружающей среды отражают наилучшую оценку руководства, сделанную на основании независимой оценки, в отношении предполагаемых расходов, которые будет нести Компания в связи с выполнением требований, установленных действующими нормами в Казахстане и в Европе. Компания отнесла эти обязательства к категории долгосрочный, за исключением части затрат, включенной в годовой бюджет на 2021 г. При определении суммы резерва на восстановление окружающей среды фактическая сумма расходов может отличаться от предварительных оценок вследствие изменений в законах и нормах, общественных ожиданий, определения и анализа состояния участка и изменений в технологиях очистки и восстановления. Для получения подробной информации о других неопределенностях, связанных с обязательствами по восстановлению окружающей среды Смотрите также Примечание 26 к Финансовой отчетности за 2021 г.

Выплата пособий работникам

Долгосрочные затраты на выплату пособий работникам до выхода, в момент выхода или после выхода на пенсию и текущая стоимость обязательств определяются с использованием оценки страхового возмещения. Оценка страхового возмещения включает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических событий в будущем. Сюда входит определение ставки дисконтирования, будущего повышения зарплат, показателей смертности и будущего повышения пенсий.

Вследствие сложности процесса оценки, используемых допущений и долгосрочного характера оценки обязательства по выплате пособий крайне чувствительны к изменениям в этих допущениях. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков руководство Компании принимает за возможные обязательства известные позиции налогового статуса, которые Компания не будет оспаривать или которые по ее мнению не могут быть успешно оспорены после наложения налоговыми органами. Неотъемлемая часть такой оценки - оценочные суждения, при этом оценка может меняться в результате изменений в налоговом законодательстве, внесения поправок в правила налогообложения, предусмотренные контрактами на недропользование, подписанными Компанией, предполагаемых результатов текущих налоговых разбирательств и результатов текущей проверки на соблюдение установленных требований, проводимой налоговыми органами. Смотрите Примечания 29 и 32 к Финансовой отчетности за 2021 год.

Налогооблагаемый доход рассчитывается в соответствии с Налоговым кодексом. Отсроченный

налог рассчитывается по налогу на доходы юридических лиц и по налогу на сверхприбыль. Отсроченный налог на доходы юридических лиц и налог на сверхприбыль рассчитываются на основании временной разницы по активам и обязательствам, предусмотренным в рамках контрактов на недропользование по предполагаемым ставкам, установленным налоговыми органами на 31 декабря 2021 г.

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и неиспользованным налоговым убыткам, если есть вероятность того, что налогооблагаемая временная разница и коммерческий характер таких расходов будут подтверждены. От руководства требуется большое количество оценочных суждений для определения суммы активов по отсроченному налогу, которая может быть признана, на основании вероятных временных рамок и уровня будущей налогооблагаемой прибыли согласно стратегии планирования налогов. Балансовая стоимость признанного отсроченного налога на 30 июня 2022 г. составляла 61,0 миллиардов тенге (34,0 миллиардов тенге на 31 декабря 2021 г., 58,6 миллиардов тенге на 31 декабря 2020 г. и 73,7 миллиардов тенге на 31 декабря 2019 г.).

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случае если справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, отраженных в консолидированном отчете о финансовом положении, не могут быть получены на активных рынках, они определяются с использованием определенных методов оценки, включая метод дисконтированных денежных потоков. Для построения модели используются вводные данные, полученные на достоверных рыночных данных, если это возможно, однако, если это не целесообразно, для определения справедливой стоимости требуются определенные оценочные суждения. Оценочные суждения включают рассмотрение вводных данных, таких как риск ликвидности, кредитный риск и изменчивость. Изменения в допущениях о таких факторах могут повлиять на отраженную в отчетности справедливую стоимость финансовых инструментов. Смотрите Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2021 год и Примечание 23 к Промежуточной финансовой отчетности.

Срок эксплуатации основных средств

Компания оценивает оставшийся срок эксплуатации объектов основных средств как минимум до конца каждого финансового года, и, если ожидаемый срок отличается от предыдущих оценок, изменения учитываются как плановое изменение бухгалтерской оценки в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки».

ДИРЕКТОРЫ, ПРАВЛЕНИЕ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В структуру управления Компании входят Совет директоров и Правление. Правление, включая Председателя Правления, отвечает за ежедневное --управление Компанией.

Требования к режиму корпоративного управления, применимые к Компании, изложены в основном в Законе об АО и Уставе Компании, и Компания соблюдает эти требования. Кроме того, Компания приняла свой кодекс корпоративного управления 27 мая 2015 года, который основан на кодексе корпоративного управления Самрук-Казына, который применяется к тем организациям, в которых Самрук-Казына прямо или косвенно владеет более 50% голосующих акций. *Смотрите «Политика корпоративного управления».* Такой режим корпоративного управления совместим с режимом, предусмотренным «Регламентом о злоупотреблениях на рынке» (MAR Rules***).***

Состав Совета директоров

В Совет директоров Компании входят следующие члены:

Наименование	Дата рождения	Впервые назначен	Срок истекает	Должность на текущий момент
Кристофер Джон Уолтон	19 июня 1957 г.	2014	2023	Председатель Совета директоров Компании, независимый директор
Магзум Маратович Мирзагалиев	7 ноября 1978 г.	2022	2023	Председатель Правления Компании, член Совета директоров Компании
Узакбай Сулейменович Карабалин	14 октября 1947 г.	2016	2023	Представитель Самрук-Казына, член Совета директоров Компании
Филип Малкольм Холланд.....	25 декабря 1954 г.	2020	2023	Член Совета директоров Компании, независимый директор
Тимоти Глен Миллер.....	13 ноября 1959 г.	2020	2023	Член Совета директоров Компании, независимый директор
Ернар Бейсенулы Жанадил	15 декабря 1984 г.	2022	2023	Представитель Самрук-Казына, член Совета директоров Компании
Гибрат Кайратович Ауганов.....	6 июня 1988 г.	2022	2023	Представитель Самрук-Казына, член Совета директоров Компании
Асель Ануаровна Хаирова	4 февраля 1972 г.	2022	2023	Член Совета директоров Компании, независимый директор

Кристофер Уолтон. Г-н Уолтон является членом Совета директоров Компании с 2014 года и председателем Совета директоров с 2017 года. Г-н Уолтон является членом Института директоров и членом Королевского авиационного общества. Помимо того, что г-н Уолтон является председателем Совета Директоров Компании, он также является Председателем аудиторского комитета Агентства Великобритании по надзору за строительством подводного флота и - членом Стратегического совета по судостроению Королевского военно-морского флота без исполнительных полномочий. Он является попечителем Гильдии свободных граждан Благотворительного фонда в Лондоне. Г-н Уолтон занимал должность финансового директора компании «EasyJet Plc», а также занимал высокие финансовые и коммерческие должности в крупных австралийских авиакомпаниях «Qantas, Air New Zealand», «Australia Post» и «Australian Airlines». Г-н Уолтон также состоял в резерве австралийских вооруженных сил. Он занимал должность председателя в таких компаниях как муниципальная автобусная компания Лотиан, угледобывающая компания «Asia Resource Minerals Plc» (Азиатские минеральные ресурсы) и Судовой операторский холдинг Голденпорт. Г-н Уолтон также занимал должность председателя комитета по аудиту в КТЖ и члена Комитета по аудиту и рискам Департамента культуры, средств массовой информации и спорта Великобритании без исполнительных

полномочий. Он окончил Университет Западной Австралии со степенью бакалавра политологии и магистра делового администрирования.

Магзум Маратович Мирзагалиев. Г-н Мирзагалиев является членом Совета директоров Компании с 2022 года. Впоследствии занимал различные должности в нефтегазовой отрасли, в частности, инженера по буровым растворам «MI Drilling Fluids International» (Schlumberger) на месторождениях Тенгиз и Западной Сибири; Генеральный директор ТОО «ТенизСервис»; управляющий директор компании; Заместитель Председателя правления по инновационному развитию и сервисным проектам Компании; Вице-министр нефти и газа Республики Казахстан; Вице-министр энергетики Республики Казахстан; Министр экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан; Вице-министр нефти и газа Республики Казахстан; Советник Президента Республики Казахстан. Окончил три казахстанских вуза (Университет Туран, Дипломатическую академию Министерства иностранных дел, Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова).

Узакбай Карабалин. Г-н Карабалин является членом Совета директоров Компании с 2016 года и представителем Самрук-Казына. У г-на Карабалина более 20 лет опыта работы в нефтегазовом секторе, а также он занимает ряд академических должностей. С 1974 по 1981 год он был заведующим лабораториями технологии бурения, промывочных жидкостей Казахского научно-исследовательского геолого-разведочного нефтяного института, а с 1981 по 1988 год - заместителем директора по научной-исследовательской работе Казахского научно-исследовательского геолого-разведочного нефтяного института, с 1988 по 1990 год занимал должность начальника управления по развитию технического прогресса и глубокого бурения главного территориального управления «Прикаспийгеология», и с 1988 по 1990 год был заведующим кафедрой Гурьевского филиала Казахского политехнического института. С 1991 по 1992 год г-н Карабалин занимал должность старшего референта отдела промышленности аппарата Президента Республики Казахстан и Кабинета министров Республики Казахстан. Затем с 1992 по 1994 год занимал должности начальника Главного управления нефти и газа Министерства энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан, а с 1994 по 1995 год должность заместителя- Министра энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан и заместителя -Министра нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан. С 1997 по 2000 год г-н Карабалин был заместителем- президента по корпоративному развитию, директором по перспективному развитию, а также первым вице-президентом «Национальной нефтегазовой компании «Казахойл». В 1999 году он занимал должность исполняющего обязанности президента Компании, а в период с 2000 по 2001 год должность президента компании ««QazaqGaz»», также с 2001 по 2003 год занимал должность вице-министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. В период с 2003 по 2008 год г-н Карабалин был Президентом Компании. С 2006 по 2008 год он также был председателем совета директоров КТО, АО «НК «Транспорт нефти и газа», КМГ и РД КМГ, а в период с 2007 по 2008 год членом Совета национальных инвесторов при Президенте Республики Казахстан. В 2008 году г-н Карабалин был исполняющим обязанности генерального директора ММГ, а в период с 2010 по 2013 год занимал должность генерального директора АО «Казахстанский институт нефти и газа». С 2013 по 2014 год занимал должность Министра нефти и газа Республики Казахстан. В период с 2014 по 2016 год г-н Карабалин был первым заместителем Министра энергетики Республики Казахстан и в настоящее время является заместителем председателя компании «KazEnergy», председателем трастового фонда Атырауского университета нефти и газа и членом правления директоров АО «КИОГ». В 1970 году г-н Карабалин окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности. В 1985 году он получил степень кандидата технических наук в Уфимском нефтяном институте.

Филип Малкольм Холланд. Г-н Холланд является членом Совета директоров Компании с 2020 года. В 1980 году Филип поступил на работу в корпорацию «Bechtel» и руководил крупными нефтегазовыми проектами в разных странах мира. В 2004 году он поступил в компанию «Shell», где в 2009 году стал исполнительным вице-президентом по проектам нефтепереработки, распределения и маркетинга нефтепродуктов в новообразованных проектах

Shell и в структуре по технологическим инновациям. В 2010 году он был назначен директором 2 фазы Кашаганского проекта компании Shell в Казахстане, а затем продолжил работу на проекте нефтехимии Shell\QP Аль-Караана. С 2013 года он работал в качестве независимого консультанта по управлению проектами.

Тимоти Глен Миллер. Г-н Миллер является членом Совета директоров Компании с 2020 года. Он является опытным руководителем в области управления и выполнения операций в нефтегазовой отрасли с более чем 39-летним опытом работы по всему миру. Он также является Исполнительным директором в Республике Казахстан и старшим советником по глобальным операциям в компании «Integrated Global Services» (IGS). Ранее он работал в корпорации «Шеврон», где с октября 2018 г. по февраль 2019 г. занимал должность советника президента операционной компании по бизнес-подразделению «Евразия», с ноября 2015 г. по октябрь 2018 г. работал управляющим директором бизнес-подразделения «Евразия», с августа 2007 г. по октябрь 2010 г. старшим вице-президентом Восточного Калимантана, с августа 2005 г. по август 2007 г. страновым менеджером по Бразилии и с декабря 2003 г. по август 2005 г. спонсором по управлению. Ранее, с октября 2010 г. по ноябрь 2015 г., он также занимал должность генерального директора ТШО, а с июля 2000 г. по декабрь 2003 г. был помощником Президента компании «Texaco Exploration and Production» в Саудовской Аравии.

Ернар Бейсенулы Жанадил. Г-н Жанадил является членом Совета директоров Компании с 2022 года. Г-н Жанадил начал свою карьеру, работая в компаниях «Phillip Morris Kazakhstan», ТОО «ЭлитСтрой» и международной аудиторской фирме PricewaterhouseCoopers. В фонде Самрук-Казына возглавлял службу внутреннего аудита и занимал должность финансового контролера. В 2016 году назначен управляющим директором по экономике и финансам, со-управляющим директором и членом правления «Самрук-Қазына». В 2021 году назначен управляющим директором по инвестициям, приватизации и международному сотрудничеству, а также членом правления Самрук-Казына. В настоящее время занимает следующие должности: управляющий директор по развитию и приватизации Самрук-Казына, председатель совета директоров АО «Тау-Кен Самрук Национальная горнорудная компания» и член совета директоров АО «НАК «Казатомпром». Получил степень бакалавра делового администрирования в области бухгалтерского учета и финансов в Казахстанском институте менеджмента, экономики и стратегических исследований (КИМЭП) (Казахстан). Обладает степенью магистра финансов Манчестерской школы бизнеса Университета Манчестер (Великобритания); Он также получил степень Executive MBA-Global в рамках совместной программы Лондонской бизнес-школы и Колумбийской бизнес-школы, Великобритания и США. Наличие у него следующих профессиональных международных сертификатов: Ассоциация Привилегированных Бухгалтеров (ACCA), Институт Управленческих бухгалтеров (CMA), Международная Ассоциация Управления проектами (IPMA).

Гибрат Кайратович Ауганов. Г-н Ауганов является членом Совета директоров Компании с 2022 года. Г-н Ауганов начал свою трудовую деятельность инженером отдела планирования и нормирования труда КМГ РД. Впоследствии занимал различные должности в нефтегазовой отрасли (ведущий специалист департамента оплаты и нормирования труда КМГ; ведущий специалист департамента оплаты и нормирования труда в Частном учреждении «Корпоративный университет Самрук-Казына; ведущий инженер по нормированию труда ДУЧР ТОО «СП «КазГерМунай»; заместитель директора Департамента управления персоналом и оплаты труда ЭМГ; директор Департамента управления персоналом и оплаты труда КБМ. Входит в состав Президентского молодежного кадрового резерва. Окончил три казахстанских вуза. А именно, он получил степень бакалавра финансов Казахского экономического университета им. Т. Рыскулова, факультет «Финансы и учет»; также получил степень бакалавра в области нефтегазового дела Таразского государственного университета им. М.Х. Дулати; и получил степень магистра экономики и финансов Гуманитарно-технической академии.

Асель Ануаровна Хаирова. Г-жа Хаирова является членом Совета директоров Компании с 2022 года. У г-жи Хаировой более 25 лет опыта работы в международных компаниях «Century Integration AG» и «KPMG» по всему миру. Получила степень бакалавра в Казахстанском политехническом институте (Казахстан). Обладает степенью магистра государственного управления Казахстанского института менеджмента, экономики и стратегических исследований (КИМЭП) (Казахстан). Она также прошла программу лидерства в бизнес-школе «INSEAD» (Франция). В настоящее время занимает следующие должности: член совета директоров и председатель аудиторского комитета АО «Казахмыс Холдинг», а также член совета директоров, председатель аудиторского комитета АО «Национальная горнорудная компания «Тау-Кен Самрук».

Комитеты Совета директоров

В состав Совета директоров Компании входят Аудиторский комитет, Комитет по кадрам и вознаграждениям, Комитет по стратегии и управлению портфелем, а также Комитет по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию.

Аудиторский комитет

Аудиторский комитет является консультативным органом Совета директоров, рассматривающим все вопросы, касающиеся внутреннего и внешнего финансового аудита, финансовой отчетности и управления рисками. Данный комитет также разрабатывает и представляет рекомендации Совету директоров по мере необходимости.

На дату настоящего Проспекта в Аудиторский комитет входят следующие члены:

Наименование	Должность
Асель Ануаровна Хаирова	Председатель с июня 2022 г.
Филип Малкольм Холланд	Член с сентября 2020 г.
Тимоти Глен Миллер	Член с сентября 2020 г.

Комитет по кадрам и вознаграждениям

Комитет по кадрам и вознаграждениям дает рекомендации Совету директоров относительно общей политики выдвижения на ключевые должности и по вопросам вознаграждения. Деятельность и рекомендации Комитета по кадрам и вознаграждениям являются основой для планирования Советом директоров и Правлением преемственности и оценки деятельности членов Правления, Корпоративного секретаря и других сотрудников, занимающих высокую должность. Роль Комитета по кадрам и вознаграждениям также включает обеспечение эффективной кадровой политики, системы оплаты труда, социальной поддержки, повышения квалификации и профессионального обучения должностных лиц и работников Компании.

На дату настоящего Проспекта в Комитет по кадрам и вознаграждениям входят следующие члены:

Наименование	Должность
Филип Малкольм Холланд	Председатель с сентября 2020 г.
Кристофер Джон Уолтон	Член с июня 2022 г.
Гибрат Кайратович Ауганов	Член с апреля 2022 г.
Асель Ануаровна Хаирова	Член с мая 2022 г.

Комитет по стратегии и управлению портфелем

Комитет по стратегии и управлению портфелем дает рекомендации Совету директоров по стратегии развития Компании, а также по инвестиционной политике. Роль Комитета по стратегии и управлению портфелем включает предоставление рекомендаций по повышению инвестиционной привлекательности Компании за счет улучшения корпоративного управления,

предоставление рекомендаций по финансово-экономическому планированию и инновациям Компании.

На дату настоящего Проспекта в Комитет по стратегии и управлению портфелем входят следующие члены:

Наименование	Должность
Кристофер Джон Уолтон	Председатель с июня 2022 г. (ранее член с сентября 2014 г.)
Филип Малкольм Холланд	Член с июня 2022 г. (ранее председатель в период с сентября 2020 г. по июнь 2022 г.)
Узакбай Сулейменович Карабалин	Член с июня 2022 г. (ранее член с февраля 2016 г.)
Тимоти Глен Миллер	Член с сентября 2020 г.
Ернар Бейсенулы Жанадил	Член с февраля 2022 г.

Комитет по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию.

Комитет по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию дает рекомендации Совету директоров по вопросам поддержания здоровья, безопасности и охране окружающей среды; какие принципы устойчивого развития включить в стратегию планирования и социально-экономический рост Компании; по социальным обязательствам и инициативам наличие у Компании заключенных контрактов на недропользование; о том, как обеспечить непрерывность деятельности Компании; а также об эффективности Компании с точки зрения охраны окружающей среды.

Наименование	Должность
Тимоти Глен Миллер.....	Председатель с сентября 2020 г.
Кристофер Джон Уолтон	Член с декабря 2018 г.
Узакбай Сулейменович Карабалин.....	Член с мая 2019 г.
Асель Ануаровна Хаирова	Член с мая 2022 г.

Официальным адресом каждого из членов Совета директоров и членов комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кунаева, д. 8, а номер телефона: +7 (7172) 786 101.

Состав Правления

На дату настоящего Проспекта в Правление Компании входят семь членов. Члены Правления назначаются Советом директоров. Совет директоров вправе в любое время прекратить полномочия любого члена Правления, кроме Председателя Правления, назначаемого акционерами.

На дату настоящего Проспекта в Правление Компании входят следующие члены:

Наименование	Дата рождения	Назначен	Должность в Компании
Магзум Мирзагалиев	7 ноября 1978 г.	Апрель 2022 г.	Председатель Правления
Курмангазы Исказиев	11 мая 1965 г.	Февраль 2022 г.	Заместитель Председателя Правления по разведке и добыче
Даурен Карабаев	11 июня 1978 г.	Октябрь 2018 г.	Заместитель Председателя Правления по экономике и финансам
Мурат Мунбаев	5 января 1975 г.	Февраль 2022 г.	Заместитель Председателя Правления по крупным нефтегазовым проектам
Дастан Абдулгафаров	16 декабря 1974 г.	Февраль 2022 г.	Заместитель Председателя Правления по стратегии, инвестициям и развитию бизнеса
Арман Каирденов	12 апреля 1971 г.	Май 2022 г.	Заместитель Председателя Правления по нефтепереработке и нефтехимии
Булат Закиров	16 июля 1976 г.	Май 2022 г.	Заместитель Председателя Правления по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода Сары-Арка
Василий Лавренов	17 ноября 1979 г.	Май 2022 г.	Заместитель Председателя Правления

Магзум Мирзагалиев. Смотрите «*Состав Совета директоров*».

Курмангазы Исказиев. Г-н Исказиев окончил нефтяной факультет Казахского политехнического института им. В.И. Ленина по специальности горный инженер-геолог. В 1985 году начал трудовую деятельность в ПО «Эмбанефть», где впоследствии прошел все стадии производственного процесса от оператора до генерального директора ЭМГ. В 2006 году защитил докторскую диссертацию в Томском политехническом университете, получив квалификацию «кандидат геолого-минералогических наук». В 2006-2008 годах занимал должности Заместителя директора Департамента геологии и разработки, и директора Департамента геологии и разработки АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз». С 2008 по 2015 год г-н Исказиев работал в КМГ на должностях исполнительного директора по добыче нефти и газа, управляющего директора по геологии, геофизике и резервуарам, главного геолога, управляющего директора по неоперационным активам (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак). С сентября 2015 года по 2018 год занимал должности Генерального директора ЭМГ, Генерального директора АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз». С 2018 по 2020 годы занимал должности заместителя Председателя Правления КМГ по разведке, добыче и нефтесервисам, заместителя Председателя Правления КМГ по геологии и разведке. С 2020 по февраль 2022 года – Генеральный директор РД КМГ. С февраля 2022 года занимал должность заместителя Председателя Правления КМГ по разведке и добыче. В 2021 году защитил диссертацию в Российском государственном университете нефти и газа им. Губкина с присвоением ученой степени «Доктор геолого-минералогических наук». Лауреат Государственной премии Республики Казахстан в области науки и техники им. Аль-Фараби, профессор кафедры «Поиск и разведка нефти и газа» РГУ нефти и газа им. Губкина, академик Российской академии естественных наук (РАЕН). Награжден орденом «Құрмет», знаками «Почетный разведчик недр Республики Казахстан» и «Заслуженный работник нефтегазовой промышленности Республики Казахстан», званием «Почетный гражданин Атырауской области».

Даурен Карабаев, дипломированный финансовый аналитик. В 1999 году г-н Карабаев окончил Казахскую государственную академию управления, получив степень бакалавра международных экономических отношений. В 2001 году получил степень магистра финансов Техасского механико-сельскохозяйственного университета. В 2001 году г-н Карабаев начал свою карьеру кредитным аналитиком в АО «АБН АМРО Банк Казахстан». В 2003 году назначен начальником кредитного управления. С 2004 года занимал должность управляющего директора АО «Народный Банк Казахстана». С 2007 года по июнь 2016 года - заместитель председателя правления АО «Народный Банк Казахстана». С июня 2016 года по сентябрь 2016 года он был куратором проекта в «McKinsey & Company Inc.». С октября 2016 года занимает должность Заместителя председателя Правления КМГ по экономике и финансам.

Мурат Мунбаев. В 1998 году г-н Мунбаев окончил Варшавский университет, получив степень магистра международных экономических отношений. В 1999 году он начал свою карьеру в финансовых организациях. С 2000 по 2002 год работал менеджером по работе с клиентами, управляющим отделением «АБН АМРО Банк Казахстан». С 2002 по 2004 год г-н Мунбаев работал в ТШО в должности заместителя управляющего директора, курируя вопросы казначейства и кредитования. В 2004-2006 годах занимал должность старшего аналитика по планированию, советника исполнительного вице-президента корпорации «Шеврон». В 2006-2007 годах работал менеджером по финансовой поддержке маркетинга и транспортировки в ТШО. С 2007 по 2016 год работал Заместителем генерального менеджера, генеральным менеджером по стратегическому планированию и анализу, а с 2016 по 2020 год — генеральным менеджером по маркетингу и транспортировке в ТШО. С января по июнь 2020 года занимал должность Генерального менеджера по коммерческим вопросам Евразийского подразделения компании «ChevronMunaiGas Inc.». В 2020-2021 годах работал генеральным менеджером по стратегии и портфелю активов в «Shell Казахстан». С февраля 2022 года занимал должность заместителя Председателя Правления по крупным нефтегазовым проектам КМГ.

Арман Каирденов. Г-н Каирденов окончил Казахский институт химического машиностроения по специальности «Химическая технология углеродных материалов». В 2003 году окончил Академию народного хозяйства при Правительстве Российской Федерации по специальности «Нефтегазовое дело». Трудовую деятельность начал на Атырауском НПЗ, где прошел путь от оператора технологической установки до директора завода. С 2006 по 2008 год работал в КМГ на должности Генерального директора нефтехимического департамента и заместителя директора департамента нефтепереработки. С 2008 по 2012 год был Заместителем генерального директора и генеральным директором «Rompetrol Rafinare SA.» (Румыния). С 2012 по 2013 год занимал должность Генерального директора ТОО «Атырауский НПЗ». С 2013 по 2018 год работал в АО «СЭЗ «Атырау», ООО «Корпоративный центр Rompetrol Group», АО «КазМунайГаз - Переработка и маркетинг». С 2019 по 2021 год работал директором Департамента технического развития, Управляющим директором по нефтепереработке, Директором Департамента нефтепереработки и нефтехимии КМГ. С июля 2021 года — Генеральный директор Атырауского НПЗ. С мая 2022 года назначен заместителем Председателя Правления КМГ по нефтепереработке и нефтехимии.

Булат Закиров. Г-н Закиров окончил Казахскую государственную академию управления по специальности «Международные валютно-финансовые отношения» и Университет города Данди в Шотландии по специальности «Экономика нефти и газа». С 1999 по 2009 год работал в КТО специалистом департамента стратегического планирования, менеджером департамента управления проектами, главным менеджером, заместителем директора, а затем директором департамента транспортной логистики, директором департамента перспективного развития и заместителем генерального директора по развитию. С 2009 по 2011 год занимал должность заместителя генерального директора и генеральный директор ТОО «КМГ - Транскаспий». С 2012 по 2016 год работал Советником генерального директора, управляющим директором по производству, заместителем генерального директора по развитию и управляющим директором КТО по активам. С 2016 по 2018 год занимал должность Советника генерального директора ТОО «KMG Systems & Services». С 2018 года занимал должность Директора департамента транспортировки нефти, начальника Управления транспортировки нефти КМГ. С мая 2022 года был назначен Заместителем Председателя Правления КМГ по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода «Сары-Арка».

Василий Лавренов. В. Лавренов окончил Казахскую государственную юридическую академию в 2000 году. В 2004 году он дополнительно получил степень в области международного права в Школе права Университета Дьюка и Университете Кюсю в Японии. Трудовую деятельность начал в 1999 году на должности помощника юриста в ТОО «Юридическое агентство «Титул». Затем работал юристом в ТОО «Юридическая фирма Грата». С 2001 по 2002 год занимал должность юрисконсульта в юридическом департаменте АО «НАК «Казатомпром». С 2002 по 2005 год был партнером ТОО «Юридическая фирма Грата». С 2005 по 2007 год занимал должность Начальника юридического департамента, главного юрисконсульта Казахстанского филиала компании «Bateman Kazakhstan Oil and Gas Company B.V.». С 2007 по 2008 год работал директором юридической службы нефтесервисной компании ЗАО «Integra Management» (Представительство в Казахстане). С 2008 по 2017 год занимал должность Директора юридического департамента и главного юрисконсульта группы компаний «Eastcomtrans». С 2019 по 2022 год он был старшим партнером, консультантом в компании «Greenline Services Ltd» в Будапеште. С мая 2022 года назначен заместителем Председателя Правления КМГ по нефтепереработке и нефтехимии.

Официальным адресом каждого из членов Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, г. Астана, 010000, ул. Кунаева, д. 8.

Председатель Правления

Председатель Правления является единоличным исполнительным органом Компании. Действующий Председатель Правления Магзум Мирзагалиев был назначен 15 апреля 2022 года решением Правления Самрук-Қазына от 14 апреля 2022 года.

Официальным адресом Председателя Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, г. Астана, 010000, ул. Кунаева, д. 8.

Структура управления

Акционеры

Акционеры выполняют функции, предусмотренные Законом об акционерных обществах, Законом «О фонде национального благосостояния» (№ 550-IV от 1 февраля 2012 года с изменениями и дополнениями) («**Закон о фонде национального благосостояния**»), Уставом (последняя редакция утверждена решением акционеров 22 апреля 2016 г., последняя редакция утверждена решением акционеров 22 апреля 2016 г. в редакции от 1 августа 2016 г., 4 ноября 2016 г., 30 ноября 2017 г., 16 ноября 2018 г., 19 декабря 2018 г., 19 декабря 2018 г., 20 мая 2019 г., 3 февраля 2020 г., 13 июля 2020 г.) и указами Президента и постановлениями Правительства о создании фонда Самрук-Казына и его роли и функциях в экономике Казахстана. Смотрите «*Сделки с основным и продающим акционером и связанными сторонами — Самрук-Казына*».

К таким функциям относятся следующие функции:

- участие в управлении Компании в порядке, установленном законодательством и (или) Уставом;
- при владении самостоятельно или совместно с другими акционерами пятью и более процентами голосующих акций Компании, внесение предложения Совету директоров о включении в повестку дня Общего собрания акционеров дополнительных вопросов в соответствии с Законом об АО;
- инкассация дивидендов;
- получение информации о деятельности Компании, а также сведений об аффилированных компаниях, в том числе конфиденциальной информации, не позднее десяти дней после получения Компанией запроса, если иное не указано в запросе, а также ознакомление с финансовой отчетностью Компании, в порядке, установленном законодательством или Уставом;
- выдвижение Общему собранию акционеров кандидатов для избрания в Совет директоров;
- оспаривание в суде решений, принятых органами Компании;
- выступление с инициативой о принятии решений по вопросам, отнесенным к компетенции Общего собрания акционеров; и
- участие в принятии решений об уточнении количества или типа акций Компании в порядке, установленном законодательством, на Общем собрании акционеров.

Кворум и процесс голосования

На любом общем собрании акционеров Компании кворум имеется, если акционеры, присутствующие на таком собрании лично или посредством своих представителей, составляют 50 процентов голосующих акций Компании или более.

Для проведения перенесенного общего собрания акционеров кворум имеется, если акционеры, присутствующие на таком собрании лично или через посредством своих представителей, составляют 40 процентов голосующих акций Компании или более.

Голосование на общем собрании акционеров осуществляется либо очным голосованием, либо заочным голосованием по принципу «одна акция - один голос», за исключением следующих случаев:

- при наличии ограничения максимального количества голосов по акциям, предоставленным одному акционеру в случае, установленном законодательными актами Республики Казахстан;
- кумулятивное голосование при избрании членов совета директоров; а также
- при предоставлении каждому лицу, имеющему право голоса на общем собрании акционеров, по одному голосу для голосования по процессуальным вопросам проведения общего собрания акционеров.

Совет директоров

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Компании, руководит стратегией и политикой Компании и у него есть полномочия принимать решения по всем аспектам деятельности Компании, за исключением вопросов, прямо отнесенных к компетенции акционеров в соответствии с Законом об акционерных обществах и Уставом компании (как указано выше). В частности, к полномочиям Совета директоров относятся, *помимо прочего*, следующие:

- определение приоритетных направлений деятельности Компании и утверждение стратегии развития Компании, а также контроль за реализацией стратегии развития Компании;
- утверждение годового отчета Компании и отчета об устойчивом развитии;
- определение условий выпуска облигаций и производных ценных бумаг Компании и принятие решения об их выпуске;
- утверждение годового плана аудита службы внутреннего аудита и стратегии службы внутреннего аудита;
- принятие решений о создании юридических лиц и приобретении или отчуждении Компанией пяти и более процентов[9] акций (долей участия в уставном капитале) иных юридических лиц;
- принятие решения о заключении Компанией сделки, в совершении которой имеется заинтересованность, в соответствии с законодательством;
- принятие решения о заключении Компанией сделки или ряда взаимосвязанных сделок, в результате которой (ых) Компания приобретает или отчуждает (может приобретать или отчуждать) имущество, стоимость которого составляет десять или более процентов от общей стоимости активов Компании;
- утверждение решения о заключении Компанией сделок или ряда взаимосвязанных сделок, в результате которых Компания приобретает или отчуждает (может приобретать или отчуждать) имущество, стоимость которого превышает порог, эквивалентный 110 миллионам[10] долларов США в тенге по курсу, установленному прогнозом макроэкономических показателей (базовым сценарием) в соответствующем периоде, за исключением сделок, принятие решений по которым отнесено к компетенции Совета директоров; и

---

9 Изменения в Устав, утвержденные Правлением Продающего акционера 27 октября 2022 года, предусматривают изменение «пяти и более процентов» до «десяти и более процентов».

10 Поправки к Уставу, утвержденные Правлением Продающего акционера 27 октября 2022 года, предусматривают изменение «110 миллионам долларов США» на «200 миллионам долларов США».

- принятие решений о заключении соглашений (договоров) о совместной деятельности и (или) соглашений о финансировании реализации проектов по контрактам (лицензиям) на недропользование, заключении контрактов на недропользование (после принятия решения компетентным органом в соответствии с законодательством) или получение лицензий на недропользование, передачу права недропользования (доли в праве недропользования) (до получения разрешения компетентного органа в соответствии с законодательством), внесение изменений и дополнений в контракты на недропользование (лицензии) (за исключением изменений и дополнений редакционного характера), возврат Компании (отказ Компании) всего (части) участка недр (всех участков недр) в соответствии с законодательством.

Члены Совета директоров назначаются решением акционеров сроком до трех лет и не могут входить в состав Совета директоров более девяти лет подряд (хотя это ограничение подлежит определенным исключениям). На дату настоящего Проспекта в Совет директоров входят восемь членов, четверо из которых, г-н Уолтон, г-н Миллер, г-н Холланд и г-жа Хаирова, назначены независимыми директорами.

Правление

Правление осуществляет повседневное руководство и управление Компанией под контролем Совета директоров и акционеров. В обязанности Правления входят, *помимо прочего,* следующие функции:

- принятие решения о заключении Компанией сделки или ряда взаимосвязанных сделок, в результате которых Компания приобретает или отчуждает (может приобретать или отчуждать) имущество, стоимость которого составляет менее десяти процентов от общей стоимости имущества Компании, за исключением сделок, отнесенных законодательством и (или) Уставом к компетенции иных органов Компании;

- принятие в пределах своей компетенции решений об увеличении обязательств Компании на сумму до десяти процентов его уставного капитала;

- внесение на рассмотрение Совета директоров, в соответствии с компетенцией Правления, предложения об участии Компании в создании других организаций и отчуждении долей участия и акций, приобретенных на основании решений Общего собрания акционеров или Совета директоров;

- подготовка и представление на предварительное утверждение Совету директоров консолидированной и отдельной годовой финансовой отчетности Компании;

- внесение в Совет директоров предложений о создании и закрытии филиалов и представительств Компании; и

- рассмотрение, утверждение и внесение в Совет директоров предложений о разработке рекомендаций по дивидендной политике Компании, порядку распределения чистой прибыли Компании по итогам финансового года, выплате дивидендов по простым акциям и определению размера дивиденда, подлежащего выплате в расчете на одну простую акцию Компании.

Изменения и дополнения в Устав, утвержденные Правлением Продающего акционера 27 октября 2022 года предусматривают передачу компетенции в отношении утверждения общих политик и стандартов для Компании и организаций, в которых Компания владеет (прямо или косвенно) голосующими акциями или долями участия по вопросам, не урегулированным корпоративными стандартами Самрук-Казына, или дополнительные политики и корпоративные стандарты Самрук-Казына, от Совета директоров Правлению. Смотрите «*ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА КАЗАХСТАНА – Обзор Устава.*»

Служба внутреннего аудита

Служба внутреннего аудита является единым централизованным органом Компании, непосредственно подчиненным и подотчетным Совету директоров. Служба внутреннего аудита осуществляет контроль за финансово-экономической деятельностью Группы в соответствии с законодательством Республики Казахстан (а именно Законом Республики Казахстан «О Фонде национального благосостояния») и внутренними политиками и процедурами Компании, оценивает внутренний контроль и управление рисками, оформляет документы корпоративного управления и предоставляет консультации Соверу директоров с целью улучшения деятельности Группы.

Основная роль Службы внутреннего аудита заключается в предоставлении Совету директоров независимой и объективной информации, предназначенной для эффективного управления Группой, путем внедрения системного подхода по совершенствованию процессов управления рисками, внутреннего контроля и корпоративного управления. Служба внутреннего аудита осуществляет свою деятельность в соответствии с годовым планом, утвержденным Советом директоров.

Вознаграждение

В соответствии с уставом Компании вознаграждение членам Совета директоров определяется акционерами, а вознаграждение Председателя Правления, членов Правления и Службы внутреннего аудита определяется Советом директоров, исходя из политики акционеров.

Общая сумма вознаграждения Совету директоров Компании в двух валютах составила 18 200 000 тенге и 381 944 долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, 15 799 427 тенге и 819 020 долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, и 18 559 956 тенге и 1 418 097 долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2019 г. Общая сумма вознаграждения Правлению Компании составила 227 908 251,96 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, 317 527 424,77 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, и 565 558 538,93 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Вознаграждение Правления Компании включает всю заработную плату и финансовые поступления (плюс налоги и пенсионные отчисления).

Трудовые договоры с высшим руководством

Как правило, Компания заключает трудовые договоры со своим высшим руководством на неопределенный срок. В соответствии с данными договорами высшее руководство Компании имеет право, в дополнение к их обычной заработной плате, на ежегодные премии, основанные на годовых результатах деятельности Компании.

Ни один из членов Совета директоров или Правления не является стороной какого-либо договора об оказании услуг с Группой, если такой договор предусматривает вознаграждение при увольнении.

Конфликт интересов

Возможный конфликт интересов между какими-либо обязанностями членов Совета директоров, Правления, Председателя Правления и Службы внутреннего аудита перед Компанией и их личными интересами или иными обязанностями отсутствует, за исключением того, что по состоянию на 31 декабря 2021 года Узакбай Карабалин владеет 9 655 простыми акциями КТО.

Насколько известно Компании на дату настоящего Проспекта никто из членов Правления или Совета директоров не имеет родственных или деловых отношений с каким-либо членом Правления или Совета директоров.

Заявление о судебных разбирательствах в отношении Директоров и высшего руководства

На дату настоящего Проспекта и в течение пяти лет, предшествующих дате настоящего Проспекта, ни один из Директоров или членов Правления:

- не имел никаких судимостей в связи с мошенническими преступлениями;
- не был членом административных, управляющих или наблюдательных органов какой-либо компании и не был партнером какого-либо товарищества во время или до банкротства, управления конкурсной массой или ликвидации; или же
- не подвергался официальному публичному обвинению или наказанию со стороны законодательного или регулирующего органа (включая профессиональный орган) и никогда не был лишен судом права действовать в качестве члена административных, управляющих или надзорных органов компании или действовать в управлении или ведении дел компании.

Политика корпоративного управления

Кодекс корпоративного управления

Компания приняла кодекс корпоративного управления 27 мая 2015 г. («**Кодекс корпоративного управления КМГ**»). Он основан на кодексе корпоративного управления Самрук-Казына, действие которого распространяется на те организации, в которых Самрук-Казына прямо или косвенно владеет более 50 процентами голосующих акций. Кодекс корпоративного управления КМГ касается следующих основных направлений:

Принципы корпоративного управления

В Кодексе корпоративного управления КМГ указано, что Государство обеспечивает Компании полную операционную самостоятельность и не допускает вмешательства Государства и государственных органов в операционную деятельность Компании, за исключением случаев, предусмотренных законами, актами и приказами Президента Республики Казахстан.

Самрук-Казына как акционер

Самрук-Казына ежегодно сообщает Председателю Совета директоров и представителям Самрук-Казына в Совете директоров о своих ожиданиях в отношении Компании на предстоящий финансовый год. Совет директоров обладает полной самостоятельностью в принятии решений в пределах своей компетенции, установленной Уставом.

Устойчивое развитие

Компания осознает важность своего влияния на экономику, окружающую среду и общество и, стремясь к росту перспективной ценности, должна обеспечить свое устойчивое развитие в долгосрочной перспективе, соблюдая баланс интересов заинтересованных сторон. Этот принцип ответственного, продуманного и рационального взаимодействия с заинтересованными сторонами будет способствовать успешному развитию Компании. Деятельность по устойчивому развитию должна соответствовать передовому зарубежному опыту. Компания должна обеспечить соответствие своих экономических, экологических и социальных целей устойчивому развитию в долгосрочной перспективе.

Права акционеров и справедливое отношение ко всем акционерам

Кодексом корпоративного управления КМГ установлено, что соблюдение прав акционеров является основополагающим условием привлечения инвестиций в Компанию. Поэтому Компания должна обеспечить равное отношение ко всем акционерам.

Результативность действий Совета директоров и Правления

Совет директоров и Правление взаимодействуют при сотрудничестве и действуют в интересах Компании, а также принимают решения, основанные на принципах устойчивого развития и справедливого отношения ко всем акционерам. Совет директоров и Правление обеспечивают рост перспективных показателей и устойчивое развитие Компании.

Общее собрание акционеров избирает членов Совета директоров на основе четких и прозрачных процедур с учетом компетенций, навыков, достижений, репутации и профессионального опыта кандидатов.

Срок полномочий Совета директоров совпадает со сроком полномочий всего Совета директоров и истекает в момент принятия общим собранием акционеров решения об избрании нового состава Совета директоров. После этого члены Совета директоров избираются на срок до трех лет при условии удовлетворительной работы и могут быть переизбраны на новый срок до трех лет. Любой период избрания в Совет директоров на срок более шести лет подряд (например, два трехлетних срока) подлежит особому рассмотрению с учетом необходимого обновления качественного состава Совета директоров.

В установленном порядке независимый директор не может быть избран в состав Совета директоров на срок более девяти лет. В исключительных случаях допускается избрание на срок более девяти лет. Однако переизбрание такого независимого директора должно происходить ежегодно с подробным разъяснением необходимости избрания члена Совета директоров и влияния данного фактора на независимость решения. Ни одно лицо не может быть вовлечено в принятие каких-либо решений, связанных с его или ее собственным выдвижением, избранием и переизбранием или вознаграждением.

Председатель Совета директоров несет ответственность за общее руководство Советом директоров, обеспечение полного и эффективного осуществления его деятельности и установление конструктивного диалога с членами Совета директоров, акционерами и Правлением. Роль и функции Председателя Совета директоров и Генерального директора Правления должны быть четко разделены и закреплены в Уставе и положениях о Совете директоров и Правлении.

К мерам, обеспечивающим надлежащую реализацию акционерами Компании своих прав и эффективный диалог между акционерами и иными ключевыми заинтересованными сторонами, относятся, в том числе:

- Компания регулярно предоставляет информацию о своей деятельности и финансовом состоянии акционерам и иным заинтересованным лицам:
    - Компания публикует информацию о своей деятельности на своем сайте: www.kmg.kz;
    - Компания публикует годовой отчет на своем сайте в течение 10 дней с момента его утверждения Советом директоров;
    - Компания публикует финансовую и бухгалтерскую информацию, в том числе финансовую отчетность, и информацию о корпоративных событиях на сайте депозитария финансовой отчетности;
    - Компания публикует информацию, подлежащую раскрытию в рамках текущих требований KASE по раскрытию информации, и после Допуска на AIX опубликует информацию, подлежащую раскрытию в рамках текущих требований AIX по раскрытию информации; и
    - Компания должна предоставить информацию, запрошенную любым из ее акционеров, в течение 10 рабочих дней с даты запроса.

- Общие собрания Акционеров проводятся не реже одного раза в год;
- На Общем собрании Акционеров может присутствовать как лично акционер, так и его представитель;
- Любой акционер вправе потребовать проведения аудита Компании (за свой счет), в этом случае акционер вправе назначить аудитора самостоятельно; и
- Управление и стратегия Компании регулируются корпоративными стандартами и политиками, утвержденными ее Акционерами.

Управление рисками, внутренний контроль и аудит

Кодекс корпоративного управления КМГ предусматривает, что Совет директоров и Правление несут ответственность за внедрение систем и процедур, обеспечивающих следующее:

- оптимальный баланс между ростом показателей и прибыльности Компании и сопутствующими рисками;
- эффективность финансово-экономической деятельности Компании и достижение ее финансовой устойчивости;
- надежность активов Компании и эффективное использование ресурсов Компании;
- полнота, надежность и достоверность финансовой и управленческой отчетности;
- соблюдение требований законодательства Республики Казахстан и внутренних документов; а также
- надлежащий внутренний контроль, обеспечивающий предотвращение мошенничества и эффективную поддержку бизнес-процессов и анализа эффективности.

Совет директоров отвечает за определение принципов и подходов к организации системы управления рисками и внутреннего контроля, исходя из задач этой системы и с учетом лучших практик, работы и методологии Самрук-Казына в области управления рисками и внутреннего контроля. Правление должно обеспечить развитие и поддержку эффективного функционирования системы управления рисками и внутреннего контроля. Процесс управления рисками должен быть интегрирован с процессами планирования (стратегия и планы развития, годовой бюджет) и оценкой деятельности Компании (управленческий учет). Каждое должностное лицо Компании обеспечивает надлежащий учет рисков при принятии решений. Правление должно обеспечить выполнение процедур управления рисками работниками, имеющими соответствующую квалификацию и опыт. Система управления рисками и внутреннего контроля должна быть основана на сильной культуре управления рисками, возглавляемой Правлением, предусматривающей обязательные процедуры выявления, оценки и мониторинга всех существенных рисков, а также принятие своевременных и надлежащих мер по снижению рисков, которые могут повлиять на достижение стратегических целей, выполнение операционных задач и репутацию Компании.

Прозрачность

Кодекс корпоративного управления КМГ устанавливает, что в целях соблюдения интересов заинтересованных сторон Компания должна своевременно и достоверно раскрывать информацию обо всех важных аспектах своей деятельности, в том числе о своем финансовом состоянии, результатах деятельности, структуре собственности и управления, включая соблюдение законов Республики Казахстан и правил любой признанной фондовой биржи, на которой котируются акции или доли такой Компании.

Политика систем внутреннего контроля

Компания приняла Политику в отношении систем внутреннего контроля 21 октября 2008 г. и впоследствии внесла в нее изменения 12 декабря 2018 г. («**Политика СВК**»). Политика СВК устанавливает цели, принципы работы и компоненты системы внутреннего контроля Компании и ее дочерних и зависимых обществ («**СВК**»). Компания рассматривает СВК как ключевую составляющую «Кодекса корпоративного управления» Компании и определяет СВК как совокупность процессов и процедур, норм поведения и действий, способствующих эффективной и результативной деятельности и направленных на достижение операционных целей Компании и минимизацию рисков на уровне процесса. СВК использует модель Комитета организаций-спонсоров Комиссии Тредвея (COSO) и включает пять взаимосвязанных компонентов: средства и методы контроля, оценка рисков, процедуры контроля, информация и коммуникации, а также мониторинг. Политика СВК направлена на обеспечение достаточной уверенности в достижении целей Компании по трем ключевым направлениям:

- повышение операционной эффективности;
- подготовка полной и достоверной финансовой отчетности; а также
- соблюдение законодательства Республики Казахстан и внутренних документов Компании.

Политика СВК распространяется на все уровни управления, внутренние процессы и операции Компании и направлена на анализ бизнес-процессов, своевременное выявление и анализ рисков на уровне процессов, присущих деятельности КМГ и его дочерних и зависимых компаний, а также на определение и анализ процедур контроля для управления этими рисками.

Политика системы управления непрерывностью бизнеса (СУНБ)

Компания осознает важность наличия СУНБ и управляет непрерывностью бизнеса, определяя необходимые условия и ресурсы для разработки, совершенствования мер и средств обеспечения непрерывности бизнеса в условиях угроз и рисков, приводящих к прерыванию деятельности (аварийных ситуаций).

12 декабря 2018 года Компания приняла Политику системы управления непрерывностью бизнеса (СУНБ), которая определяет СУНБ как совокупность процессов и процедур, направленных на выявление потенциальных угроз (рисков) и оценку их влияния на деятельность КМГ и ее дочерних и зависимых организаций. СУНБ создает основу для повышения устойчивости Компании к инцидентам за счет реализации эффективных мер реагирования, способных восстановить деятельность Компании и защитить интересы заинтересованных сторон, деловую репутацию, бренд и деятельность, добавляющую ценности Компании.

Антикоррупционные правила

В Компании действует ряд внутренних антикоррупционных правил, в частности, «Антикоррупционная политика», «Антикоррупционные стандарты работников», «Правила проведения антикоррупционного мониторинга и внутреннего анализа коррупционных рисков».

Антикоррупционная политика

Компания приняла «Антикоррупционную политику» 13 февраля 2020 года. «Антикоррупционная политика» раскрывает цели и задачи Компании в области противодействия коррупции, определяет правовые основы и ключевые принципы данного противодействия коррупции, описывает предпринимаемые Компанией меры по предупреждению коррупции, устанавливает обязанности работников и иных лиц в сфере противодействия коррупции, а также ответственность за несоблюдение (ненадлежащее исполнение) положений «Антикоррупционной политики». Данная «Антикоррупционная политика» предназначена для следующих целей:

- обеспечение соблюдения Компанией требований казахстанского и зарубежного законодательства, регулирующего отношения в сфере противодействия коррупции, высоких стандартов деловой этики;
- минимизация рисков вовлечения Компании и ее работников в коррупционную деятельность;
- формирование у работников и должностных лиц Компании, акционеров, инвесторов, контрагентов, представителей органов государственной власти, иных заинтересованных лиц единого понимания о Компании как отрицающей коррупцию во всех ее формах и проявлениях;
- создание локальной нормативно-правовой базы, регулирующей деятельность Компании по противодействию коррупции.

«Антикоррупционная политика» обязательна для всех работников и должностных лиц Компании и распространяется на Компанию; дочерние предприятия Компании; совместно контролируемые организации Компании, если нет возражений со стороны других участников такой совместно контролируемой организации; совместные предприятия Компании, которые консолидируются в финансовой отчетности Группы по методу долевого участия. «Антикоррупционная политика» не распространяется на международную группу компаний Компании и на финансовые вложения Группы.

Антикоррупционные стандарты сотрудников

Компания приняла «Антикоррупционные стандарты» для сотрудников 16 января 2017 году («**Антикоррупционные стандарты**»). Антикоррупционные стандарты разработаны в соответствии с требованиями казахстанского законодательства, политикой экономической безопасности Компании и призваны создать атмосферу нетерпимости к любым формам коррупции среди сотрудников путем создания системы ценностных и этических ориентиров.

Антикоррупционные стандарты распространяются на всех сотрудников Компании.

Правила проведения антикоррупционного мониторинга и внутреннего анализа коррупционных рисков

15 июня 2017 года Компанией утверждены «Правила проведения антикоррупционного мониторинга и внутреннего анализа коррупционных рисков в Компании и ее дочерних и зависимых обществах» («**Правила проведения антикоррупционного мониторинга**»). Правила проведения антикоррупционного мониторинга разработаны в соответствии с Законом Республики Казахстан о противодействии коррупции и Политикой экономической безопасности Компании и предусматривают единый порядок проведения антикоррупционного мониторинга и анализа коррупционных рисков в Компании и ее дочерних и зависимых обществах.

Правила проведения антикоррупционного мониторинга распространяются и обязательны для исполнения всеми участниками антикоррупционного мониторинга и внутреннего анализа коррупционных рисков в Компании. Дочерние и зависимые общества Компании должны привести внутренние документы в соответствие с «Правилами проведения антикоррупционного мониторинга» либо разработать и утвердить равнозначные правила.

ОСНОВНЫЕ И ПРОДАЮЩИЕ АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Основные акционеры

В таблице ниже представлена определенная информация о владении акционерным капиталом Компании до выхода Предложения, скорректированная с учетом продажи Акций Продающим акционером в рамках Предложения (при условии, что все Акции, соответственно, проданы в рамках Предложения).

	Акции, находящиеся в собственности до выхода Предложения		**Акции, находящиеся в собственности после выхода Предложения**		**Владение акциями, подлежащее извещению(2)**
Акционер	**Номер**	**Процент(1)**	**Номер**	**Процент(1)**	**Да/Нет**
Самрук-Казына	551 698 745	90,42	457 589 620	85,42	Да
НБК(3)	58 420 748	9,58	58 420 748	9,58	Да

Примечание:
(1) Владение простыми акциями в процентном отношении, приблизительно.
(2) На основании Закона об АО, Устава Компании и Бизнес правил AIX (как определено ниже).
(3) НБК заключил договор доверительного управления с Самрук-Казына в отношении своих акций в Компании. Смотрите «— *Национальный Банк Республики Казахстан*» ниже.

До Предложения, фонду Самрук-Казына принадлежало 90,42%. акционерного капитала Компании, а НБК принадлежало 9,58% уставного капитала Компании. После Предложения, фонд Самрук-Казына будет не менее 85,42%[11] уставного капитала Компании и доля НБК останется без изменений.

В соответствии с Законом об АО и Уставом обязательства по раскрытию информации, применимые к акционерам Компании, указаны в последней колонке приведенной выше таблицы. После Предложения, фонду Самрук-Казына будет принадлежать доля выше порогового уровня 10% (в процентах от общего количества голосующих акций Компании), о котором сообщается Компании вместе со сведениями об аффилированных лицах акционера. Кроме того, после Предложения и Допуска акций Компании на AIX Компания станет отчитывающейся организацией для целей Бизнес правил AIX от 12 ноября 2017 года («**Бизнес правила AIX**»), и, следовательно, эти правила будут применяться как к Компании, так и к ее директорам и акционерам. По Бизнес правилам AIX любой акционер должен подать отчет в AIX, Astana Financial Services Authority и Компанию в случае, если такой акционер приобретает или перестает владеть более чем 5% голосующих акций Компании и любого последующего увеличения или уменьшения доли участия не менее чем на 1%.

После выхода Предложения, фонду Самрук-Казына будет принадлежать не менее чем 75% уставного капитала Компании и, как следствие, он продолжит контролировать Компанию, например, в отношении избрания членов Совета директоров Компании, объявления дивидендов (при их наличии), внесения изменений в Устав и осуществления контроля над отдельными решениями, отнесенными к компетенции общего собрания акционеров Компании. Средства защиты, предоставляемые миноритарным акционерам, описаны ниже, и никаких дополнительных мер по защите прав миноритарных акционеров в Компании не принималось. Смотрите «*Факторы риска — Риски, связанные с деятельностью Группы — После выхода Предложения контролирующий акционер Компании, Самрук-Казына, по-прежнему сможет оказывать значительное влияние на Компанию, ее руководство и ее дела*»

[11] Предполагая, что все 30 505 974 предложенных Акций в Предложении проданы.

Определенные средства защиты предоставляются миноритарным акционерам акционерного общества в соответствии с Законом об акционерных обществах, хотя и косвенно. В частности, Закон об АО:

- требует, чтобы все сделки, в совершении которых имеется заинтересованность, были одобрены незаинтересованными директорами, а все крупные сделки должны быть одобрены Советом директоров акционерного общества;
- наделяет акционеров правом запрашивать определенную информацию у акционерного общества;
- наделяет акционеров, владеющих, самостоятельно или коллективно, 10% акций акционерного общества с правом голоса или более, правом требовать от своего совета директоров созыва общих собраний акционеров и проведения аудиторских проверок;
- предусматривает проведения кумулятивного голосования при избрании членов совета директоров акционерного общества;
- при определенных обстоятельствах наделяет акционеров правом требовать от акционерного общества покупки- (выкупа) своих акций;
- наделяет акционеров, владеющих, самостоятельно или коллективно, 5 процентами голосующих акций или более, правом:
    - обратиться в суд с иском о возмещении в пользу акционерного общества убытков, причиненных должностными лицами акционерного общества, и о возврате акционерному обществу должностными лицами и (или) их аффилированными лицами прибыли (дохода), полученной ими в результате принятия решения об одобрении заключения крупных сделок и (или) сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, в случаях, предусмотренных Законом об акционерных обществах;
    - предложение совету директоров акционерного общества о внесении дополнительных вопросов в повестку дня общего собрания акционеров; а также
    - получения информации о размере вознаграждения по итогам года каждого члена совета директоров и (или) правления в порядке, установленном Законом об АО; а также
- наделяет миноритарных акционеров правом обращаться к регистратору ценных бумаг компании с целью объединения их голосов на общих собраниях акционеров для целей голосования.

Помимо вышеуказанных законодательных средств защиты, некоторые сделки со связанными сторонами и крупные сделки подлежат одобрению незаинтересованными акционерами.

Подробное описание прав, закрепленных за простыми акциями Компании, *Смотрите «Описание акционерного капитала и применимых нормативных актов в Казахстане — Права, закрепленные за акциями, и изменение прав».*

Насколько Компании известно, ни один из держателей контрольного пакета акций, членов Совета директоров или членов Правления не намерен приобретать Акции в рамках Предложения. Насколько Компании известно, никто не собирается покупать более 5% Акций в Предложении.

Самрук-Казына

Самрук-Казына полностью принадлежит правительству и является национальной управляющей холдинговой компанией практически для всех государственных предприятий в Казахстане. Самрук-Казына создан в 2008 году в соответствии с Указом Президента № 669 от 13 октября 2008 года и Постановлением Правительства № 962 от 17 октября 2008 года путем присоединения АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами», «Самрук» и АО «Фонд устойчивого развития» «Казына». Самрук-Казына является акционерным обществом, акции которого принадлежат Комитету государственного имущества и приватизации Министерства финансов от имени Республики Казахстан.

В конце 2008 года 100% акций Компании были переданы Самрук-Казына и Самрук-Казына впоследствии продал 10 процентов акций плюс одну акцию НБК, смотрите «—*Национальный Банк Республики Казахстан*».

Основной задачей Самрук-Казына является управление акциями (долями участия) юридических лиц, которыми он владеет, с целью максимизации перспективных -показателей и повышения конкурентоспособности таких юридических лиц на мировых рынках.

Управление деятельностью фонда Самрук-Казына регулируется общими правилами корпоративного управления, применимыми ко всем акционерным обществам в Казахстане, и Законом Республики Казахстан № 550-IV «О Фонде национального благосостояния» от 1 февраля 2012 года (с изменениями и дополнениями). Соответственно, структура корпоративного управления Самрук-Казына заключается в следующем: Правительство, как акционер, является высшим органом управления, совет директоров является органом управления, а правление является исполнительным органом.

Члены Совета директоров Самрук-Казына назначаются Правительством, а его членами являются, среди прочих, Министр экономики, помощник Президента Республики Казахстан, четыре независимых директора и председатель правления Самрук-Казына.

Юридический адрес фонда Самрук-Казына: Казахстан, Астана, 01000, ул. Сыганак, 17/10, и номер телефона: +7 (7172) 55 40 01

Национальный Банк Республики Казахстан

НБК является центральным банком Казахстана. Он был образован 13 апреля 1993 года в результате реорганизации Казахского республиканского банка. Банк подотчетен Президенту Республики Казахстан, но в пределах полномочий, предоставленных ему законодательством, самостоятелен в своей деятельности.

7 августа 2015 года НБК приобрел у Самрук-Казына»58 420 748 Акций Компании, что составляет 10 процентов плюс одна Акция. С августа 2015 года доля владения НБК была размыта (в результате последующих выпусков Акций) примерно до 9,58% Акций Компании. Акции НБК являются голосующими.

После покупки Акций Компании у Самрук-Казына, НБК заключил договор доверительного управления с СамрукКазына в отношении его Акций в Компании («**Договор доверительного управления**»). В соответствии с Соглашением о доверительном управлении Самрук-Казына осуществляет любые права акционера в отношении Акций Компании, принадлежащих НБК, в интересах НБК, включая право на участие в управлении Компанией (путем участия и голосования на общих собраниях акционеров), получать информацию о деятельности Компании (в том числе финансовую отчетность Компании), предлагать общему собранию акционеров кандидатов в Совет директоров, оспаривать в судебном порядке решения органов корпоративного управления Компании, осуществлять преимущественное право покупки в порядке, установленном законодательством, а также, среди прочего, получать дивиденды. Что касается дивидендов, связанных с Акциями НБК, после их получения все такие дивиденды

переводятся от Самрук-Казына в НБК. Для принятия решений по отдельным вопросам (внесение изменений в устав Компании или принятие устава в новой редакции, изменение размера уставного капитала Компании, а также ликвидация или реорганизация Компании либо изменение ее наименования) Самрук-Казына должен получать предварительное письменное согласие НБК до принятия таких решений.

Сделки со связанными сторонами

Компания также заключает сделки со связанными сторонами. Компания определяет сделки со связанными сторонами как сделки между ее дочерними компаниями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, а также:

- ключевой управленческий персонал Компании;
- предприятия, существенная доля голосующих акций которых прямо или косвенно принадлежит ключевому управленческому персоналу Компании; или же
- предприятия Самрук-Казына и другие организации, контролируемые Правительством.

Сделки со связанными сторонами осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан, включая Закон об АО, а также внутренними положениями фонда Самрук-Казына, на условиях, согласованных сторонами. Такие условия могут не обязательно соответствовать рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

Раскрытие информации об операциях со связанными сторонами в течение периода, охватываемого финансовой информацией за прошедшие период

Условия сделок со связанными сторонами

Сделки со связанными сторонами были заключены на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно могут быть по рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон. Непогашенные остатки на конец года в основном необеспечены и беспроцентны, и расчеты по ним производятся денежными средствами, за исключением случаев, указанных ниже. Группа признает резервы под ожидаемые кредитные убытки («**ОКУ**») по суммам задолженности связанных сторон.

Баланс операций

В следующей таблице представлены балансы операций со связанными сторонами на 30 июня 2022 года (неаудированные) и 31 декабря 2021 года (аудированные), 2020 года (аудированные) и 2019 года (аудированные):

миллионы тенге	**По состоянию на**	**Баланс у связанных сторон**	**Баланс от связанных сторон**	**Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон**	**Кредиторская задолженность перед связанными сторонами**
	30 июня 2022 года				
организации Самрук-Казына	**(неаудировано)**	**457 284**	**1 645**	**–**	**35 449**
	31 декабря 2021года (аудировано)	497 242	1 074	–	33 123
	2020 года (аудировано)	402 272	5 921	–	45 192
	2019 года (аудировано)	327 597	6 168	–	52 843

миллионы тенге	По состоянию на	Баланс у связанных сторон	Баланс от связанных сторон	Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон	Кредиторская задолженность перед связанными сторонами
Ассоциированные предприятия	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**78 400**	**2 679**	**–**	**–**
	31 декабря 2021года (аудировано)	12 249	3 009	–	–
	2020 года (аудировано)	4 345	3 541	–	–
	2019 года (аудировано)	56 331	3 814	–	–
Other state-controlled parties	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**1 300**	**428**	**94 366**	**137 172**
	31 декабря 2021года (аудировано)	2 349	638	86 481	153 381
	2020 года (аудировано)	4 116	113	126 443	273 695
	2019 года (аудировано)	6 381	712	192 548	269 335
Совместные предприятия	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**172 534**	**341 779**	–	–
	31 декабря 2021года (аудировано)	166 869	170 923	–	–
	2020 года (аудировано)	357 832	246 555	–	–
	2019 года (аудировано)	519 351	217 027	–	–

Баланс у/от связанных сторон

Организации Самрук-Казына

По состоянию на 31 декабря 2021 г. средства от организаций Самрук-Казына в основном представлены облигациями к получению от Самрук-Казына на сумму 18 373 миллионов тенге за вычетом ожидаемых кредитных убытков (31 декабря 2020 г.: 17 265 миллионов тенге) и финансовой помощью предоставленной Самрук-Казына на 451 981 миллионов тенге за вычетом ожидаемых кредитных убытков (31 декабря 2020 г.: 379 159 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. средства от организаций Самрук-Казына в основном представлены облигациями к получению от Самрук-Казына на сумму 17 265 миллионов тенге за вычетом ожидаемых кредитных убытков (31 декабря 2019 г.: 16 241 миллионов тенге) и финансовой помощью, предоставленной Самрук-Казына на 379 159 миллионов тенге за вычетом ожидаемых кредитных убытков (31 декабря 2019 г.: 307 568 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность организаций Самрук-Казына в основном представлена финансовой помощью, предоставленной Самрук-Казына на сумму 307 568 миллионов тенге и облигациями на сумму 16 241 миллион тенге (2018 год: 244 878 миллионов тенге и 15 315 миллионов тенге, 2017 год: 259 835 миллионов тенге и 18 342 миллионов тенге).

Ассоциированные предприятия

По состоянию на 30 июня 2022 г. увеличение задолженности перед ассоциированными компаниями в основном связано с получением дивидендов от КТК в размере 143 миллионов долларов США (эквивалентно 67 175 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. задолженность ассоциированных компаний в основном представлена кредитом, предоставленным КТК в размере 8 691 миллионов тенге (2018 г.: 20 682 миллионов тенге, 2017 г.: 27 402 миллионов тенге) и казахстанским векселем в размере 38 670 миллионов тенге (2018 г.: 89 018 миллионов тенге, 2017 г.: 121 510 миллионов тенге). Казахстанский вексель представляет собой субординированный долг, выпущенный КТК перед Правительством в обмен на казахстанские трубопроводные активы, переданные КТК 16 мая 1997 года. В 2015 году Правительство внесло право требования платежей по казахстанскому векселю в уставный капитал компания.

Совместные предприятия

По состоянию на 30 июня 2022 года задолженность по совместным предприятиям в основном представлена кредиторской задолженностью за сырую нефть перед ТШО на сумму 294 602 миллионов тенге.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. задолженность совместных предприятий в основном представлена кредитами, предоставленными ПКОП в размере 74 612 миллионов тенге (31 декабря 2020 г.: 96 958 миллионов тенге), Ural Group Limited («**UGL**») в размере 48 549 миллионов тенге (31 декабря 2020 г.: 41 066 миллионов тенге) и авансы, выплаченные ТШО на сумму 8 744 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 16 094 миллионов тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и СУГ.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. задолженность по совместным предприятиям в основном представлена кредиторской задолженностью за сырую нефть перед ТШО в размере 130 786 миллионов тенге (31 декабря 2020 г.: 67 578 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. средства от СП в основном представлены кредитами, предоставленными ТОО «Трубопровод Бейнеу-Шымкент» («**БТП**») в размере 172 151 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 202 669 миллионов тенге), ПКОП в размере 96 958 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 110 172 миллионов тенге), UGL в размере 41 066 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 48 752 миллионов тенге) и авансы, выплаченные ТШО в размере 16 094 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 92 435 миллионов тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и СУГ.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. задолженность перед СП в основном представлена кредиторской задолженностью перед БСП в размере 47 821 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 95 908 миллионов тенге) и перед Азиатским газопроводом («**АГП**») за транспортировку газа в размере 36 625 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 39 323 миллионов тенге), на закупку газа у КазРосГаза на 54 985 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: 30 477 миллионов тенге) и сырой нефти у ТШО на 67 578 миллионов тенге (31 декабря 2019 г.: ноль).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. задолженность совместных предприятий в основном представлена кредитом, предоставленным БСП в размере 202 669 миллионов тенге (2018 г.: 26 319 миллионов тенге, 2017 г.: 207 557 миллионов тенге), ПКОП в размере 110 172 миллионов тенге (2018 г.: 133 531 миллионов тенге, 2017 г.: 133 676 миллионов тенге), UGL в размере 48 752 миллионов тенге (2018 г.: 37 669 миллионов тенге, 2017 г.: 28 049 миллионов тенге) и авансы, выплаченные ТШО на сумму 92 435 миллионов тенге (2018 г.: 56 753 миллионов тенге, 2017 г.: 52 539 миллионов тенге) по договор купли-продажи сырой нефти и СУГ.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. задолженность по совместным предприятиям в основном представлена кредиторской задолженностью перед БСП в размере 95 908 миллионов тенге

(2018 г.: 39 429 миллионов тенге, 2017 г.: 55 131 миллионов тенге) и АГП за транспортировку газа в размере 39 323 миллионов тенге (2018 г.: 23 596 миллионов тенге, 2017 г.: 27 143 миллионов тенге), а также кредиторская задолженность за покупку газа у «КазРосГаз» на сумму 30 477 миллионов тенге (2018 г.: 50 845 миллионов тенге, 2017 г.: 25 395 миллионов тенге).

Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон

Другие контролируемые государством стороны

По состоянию на 31 декабря 2021 года уменьшение денежных средств и депозитов, размещенных у связанных сторон, в основном связано с частичным изъятием депозитов на сумму 100 миллионов долларов США (что эквивалентно 42 422 миллионам тенге на дату изъятия).

По состоянию на 31 декабря 2020 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном относятся к депозиту, размещенному Компанией на сумму 300 миллионов долларов США (эквивалентно 126 273 миллионам тенге) по рыночной ставке.

По состоянию на 31 декабря 2019 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном относятся к размещенному Компанией депозиту на сумму 500 миллионов долларов США (эквивалентно 192 547 миллионам тенге) по рыночной ставке.

Кредиторская задолженность перед связанными сторонами

Другие контролируемые государством стороны

По состоянию на 31 декабря 2021 года задолженность перед связанными сторонами представлена займами, полученными от БРК Атырауским НПЗ и Павлодарским НПЗ в размере 153 381 миллионов тенге (31 декабря 2020 г.: 273 695 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 года задолженность перед связанными сторонами представлена займами, полученными от БРК Атырауским НПЗ, Павлодарским НПЗ и КазРосГазом в размере 273 695 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 269 335 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность перед связанными сторонами представлена займами, полученными от БРК компаниями АНПЗ, ПНХЗ и КазРосГаз, на сумму 269 335 миллионов тенге (задолженность перед БРК в 2018 году: 455 540 миллионов тенге, в 2017 году: 483 749 миллионов тенге).

Поступления от кредитов, предоставленных связанным сторонам

В 2021 году Группа получила выручку от погашения основной суммы долга и процентов по кредиту, выданному ПКОП, на сумму 24 438 миллионов тенге и 3 507 миллионов тенге соответственно (2020 год: 24 588 миллионов тенге и 5 492 миллионов тенге соответственно), выручку от процентов по БСП, совместному предприятию КТГ на сумму 9 628 миллионов тенге (2020 г.: основная сумма долга 48 133 миллионов тенге и проценты на сумму 9 336 миллионов тенге). В ноябре 2021 года КТГ был передан Самрук-Казына.

В 2020 году Группа получила выручку от погашения основной суммы долга и процентов по кредиту, выданному ПКОП на сумму 24 588 миллионов тенге и 5 492 миллионов тенге соответственно (2019 год: 21 995 миллионов тенге и 7 954 миллионов тенге соответственно), BSP на сумму 48 133 миллионов тенге и 9 336 миллионов тенге, соответственно (2019 г.: 25 661 миллионов тенге и 6 327 миллионов тенге соответственно) и поступления от процентов по КТК на сумму 9 596 миллионов тенге (2019 г.: 12 656 миллионов тенге) и по казахстанскому векселю на сумму 37 847 миллионов тенге (2019 г.: 47 663 миллионов тенге).

В 2019 году Группа получила выручку от погашения основной суммы долга и процентов по кредиту, выданному ПКОП, на сумму 29 949 миллионов тенге (2018 год: 28 110 миллионов тенге, в 2017 году: 7 392 миллиона тенге), КТК на сумму 12 656 миллионов тенге (2018 год: 11 609 миллионов тенге, 2017 год: 9 077 миллионов тенге), BSP на сумму 31 988 миллионов тенге (2018 г.: 12 775 миллионов тенге, 2017 г.: ноль) и поступления от процентов по казахстанскому векселю на сумму 47 663 миллионов тенге (2018 г.: 44 822 миллионов тенге, 2017 г.: 35 143 миллионов тенге).

Продажа связанным сторонам / покупка у связанных сторон

Совместные предприятия

В 2021 году продажи совместным предприятиям в основном были представлены транспортными и грузовыми услугами, предоставленными ТШО на сумму 16 698 миллионов тенге (2020 год: 34 399 миллионов тенге), продажей компрессорной станции БСП на сумму 42 886 миллионов тенге (2020 год: 43 667 миллионов тенге), транспортными расходами и сервисное обслуживание нефти для ММГ, дочерней компании MIBV, на сумму 53 892 миллионов тенге и 85 094 миллионов тенге, соответственно (2020 г.: 53 591 миллионов тенге и 72 251 миллионов тенге, соответственно).

В 2021 году закупки у совместных предприятий в основном были связаны с закупками сырой нефти у ТШО для выполнения клиентского контракта на поставку нефти на сумму 1 234 019 миллионов тенге (2020 год: 687 896 миллионов тенге) и транспортных услуг, предоставленных БСП, на сумму 167 217 миллионов тенге (2020 год: 201 524 миллионов тенге). миллионов) и AGP на 75 287 миллионов тенге (2020 г.: 106 160 миллионов тенге).

В 2020 году продажи СП в основном были представлены транспортными и грузовыми услугами, предоставленными ТШО на 34 399 миллионов тенге (2019 г.: 64 246 миллионов тенге), продажей компрессорной станции БСП на 43 667 миллионов тенге (2019 г.: 32 696 миллионов тенге), транспортными расходами и нефтью. обслуживание ММГ, дочерней компании MIBV, на сумму 53 951 миллионов тенге и 72 251 миллионов тенге соответственно (2019 г.: 59 235 миллионов тенге и 79 281 миллионов тенге соответственно).

В 2020 году закупки у СП в основном были связаны с закупкой сырой нефти у ТШО для выполнения клиентского контракта на поставку нефти на сумму 687 896 миллионов тенге (2019 год: 1 131 890 миллионов тенге) и транспортных услуг, предоставленных БСП, на сумму 201 524 миллиона тенге (2019 год: 172 894 миллиона тенге) и AGP на 106 160 миллионов тенге (2019 г.: 97 904 миллионов тенге).

В 2019 году продажи совместным предприятиям в основном были представлены транспортными услугами и обслуживанием грузов, предоставленными ТШО на сумму 64 246 миллионов тенге (2018 год: 43 896 миллионов тенге, 2017 год: 44 225 миллионов тенге), транспортными расходами и обслуживанием нефти, предоставленными ММГ на 59 235 миллионов тенге (2018 год: 56 927 миллионов тенге, 2017 г.: 55 615 миллионов тенге) за 79 281 миллионов тенге (2018 г.: 70 255 миллионов тенге, 2017 г.: 66 949 миллионов тенге соответственно) соответственно.

В 2019 году закупки у совместных предприятий в основном были связаны с закупками сырой нефти и СУГ у ТШО для выполнения контракта на поставку нефти заказчику на сумму 1 131 890 миллионов тенге (2018 год: 1 132 908 миллионов тенге, 2017 год: 819 258 миллионов тенге).

Операции со связанными сторонами в период с 30 июня 2022 года до даты настоящего Проспекта

Покупка 50% доли в КМГ Кашаган

15 сентября 2022 года дочерняя компания, находящаяся в полной собственности Компании, Coöperatieve KazMunaiGas U.A., воспользовалась колл-опционом на Кашаган и приобрела акции КМГ Кашаган у Самрук-Казына, став, таким образом, единственным акционером КМГ Кашаган. Цена покупки составляет 3,8 миллиарда долларов США и должна быть выплачена несколькими траншами до 30 июня 2023 года.

Покупка 49,9% акций Силлено

KLPE (аффилированная компания Самрук-Казына) передала Компании 49,9% акций Силлено 14 сентября 2022 года за вознагрождение в размере 816 3 миллионов тенге в безналичной форме (списание взаимных обязательств). Текущая доля KLPE в Силлено составляет 50,1%.

Договор доверительного управления

Описание Договора доверительного управления между НБК и фондом Самрук-Казына Смотрите в разделе «—*Национальный Банк Республики Казахстан*» выше.

ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ, ОХРАНЫ ЗДОРОВЬЯ И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Общий обзор

Деятельность Компании осуществляются в соответствии с законами и нормативными актами Казахстана в области охраны окружающей среды, включающие, в основном, Экологический кодекс и соответствующие нормативные акты, а также другие законы, нормативные акты и другие требования в области охраны здоровья, труда и промышленной безопасности, применимые к нефтегазовым компаниям («**Законодательство в области охраны окружающей среды**»).

Стратегия развития компании на 2022–2031 годы, утвержденная в ноябре 2021 года, включает стратегические инициативы, направленные на повышение экологической ответственности. Экологические приоритеты Группы включают управление выбросами парниковых газов, водными ресурсами и отходами производства, сокращение сжигания на факелах и рекультивацию земель. Компания и ее дочерние и зависимые предприятия придерживаются подхода «нулевой терпимости» к потерям и вреду, причиняемому загрязнением окружающей среды, и внедряют различные механизмы и инициативы для продвижения этого подхода.

Ключевыми проблемами Компании в области окружающей среды, социальных вопросов, внутрикорпоративных отношений (ESG) по-прежнему являются выбросы углерода от операционной деятельности и выбросы от использования продукции Компании, а также отношения с населением в регионах присутствия Компании. Основная цель Компании — укрепить свои позиции в качестве компании со средним рейтингом риска ESG к 2031 году. С этой целью Компания разработала и утвердила план действий по повышению рейтинга ESG Компании по ключевым направлениям устойчивого развития: декарбонизация, выбросы, сточные воды и отходы, работа с местным населением, человеческий капитал и корпоративное управление. Компания также разработала Программу ЖКХ на 2022-2031 годы. Смотрите «*Описание деятельности Компании—Обзор—Устойчивое развитие и энергетический переход».*

Кроме того, Компания провела научно-технические исследования для создания базовых стандартов и внедрения новых инженерных механизмов в свои операции по добыче, которые минимизируют угрозы для окружающей среды, здоровья и безопасности. В Компании применяются передовые системы охраны окружающей среды, сертифицированные в соответствии с требованиями международных экологических стандартов («**ISO 14001**») и системы управления охраной труда и промышленной безопасностью («**ISO 45001**»). С 2006 года Компания получила и внедрила сертификаты ISO 14001 и ISO 45001 для своих систем экологического менеджмента, охраны труда и техники безопасности. Ежегодный независимый экологический аудит Компании регулярно подтверждает соответствие ее систем промышленной и экологической безопасности требованиям стандарта ISO 14001. С 2006 года в КМГ действует интегрированная система управления вопросами качества, окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности, соответствующая стандартам ISO 9001, ISO 14001 и ISO 45001. Крупные потребители энергии КМГ сертифицированы по ISO 50001. Эффективность систем управления ТБОЗ и ООС регулярно проверяется независимыми аудиторами. Для улучшения своей системы управления КМГ сертифицировала свою систему управления охраной труда и промышленной безопасностью по стандарту ISO 45001.

Новый Экологический кодекс отменяет требование о проведении экологического аудита. При этом введено понятие комплексного технологического аудита, который проводится перед разработкой каталогов по наилучшим доступным технологиям (НДТ). Данные аудиты прошли все организации Группы в 2020-2021 гг.

В дополнение к соблюдению применимого законодательства об охране окружающей среды Компания внедрила показатели эффективности охраны труда и техники безопасности, основанные на передовых отраслевых стандартах для мониторинга своей деятельности, а

также ряд инициатив по повышению прозрачности и информированности в области охраны труда и техники безопасности.

Чтобы обеспечить соответствие новым экологическим требованиям и мировым тенденциям, Компания объявила 2021 год «Годом экологии».

Экологическая политика и экологические капиталовложения

В сентябре 2021 года Компания утвердила новую экологическую политику («**Экологическая политика**»). Экологические приоритеты Компании включают управление выбросами парниковых газов, сокращение сжигания газа на факелах, управление водными ресурсами, утилизацию отходов производства, рекультивацию земель и повышение энергоэффективности. Руководство Группы не приемлет потерь и ущерба в результате загрязнения окружающей среды. Например, в Экологической политике рассматриваются такие экологические аспекты, как климат, биоразнообразие, обязательства по применению дополнительной оценки рисков для экологически ценных объектов, рекультивация загрязненных земель и обеспечение целостности трубопроводов.

В 2015 году КМГ поддержала инициативу Всемирного банка «Глобальное партнерство по сокращению сжигания попутного нефтяного газа» (GGFR), направленную на полное прекращение регулярного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) к 2030 году. В рамках реализации вышеуказанной инициативы в 2019 году в КМГ утверждена Политика управления выбросами в атмосферу («**Политика управления выбросами в атмосферу**»). Политика управления выбросами в атмосферу состоит из восьми ключевых принципов, шесть из которых непосредственно касаются изменения климата, и направлены на отказ от регулярного сжигания на факелах. Сокращая выбросы парниковых газов, Компания фокусируется на увеличении использования и извлечения попутного нефтяного газа при минимизации сжигания на факелах. Отчеты о сжигании сырого газа в рамках Инициативы ежегодно подаются в представительство Всемирного банка в Казахстане. Благодаря усилиям по улучшению экологических показателей и обеспечению открытости и прозрачности в этой сфере КМГ пятый год подряд занимает первое место в рейтинге экологической прозрачности среди нефтегазовых компаний Казахстана, составляемом независимыми экспертами Всемирного фонда дикой природы (WWF), «Creon Group» и рейтинговым агентством «AKRA».

Для эффективного управления экологическими рисками Компания осуществляет постоянный мониторинг и стремится улучшить свой подход к управлению окружающей средой, а также выделяет необходимые ресурсы на охрану окружающей среды. Затраты на охрану окружающей среды, среди прочего, включают налоги на разрешенные выбросы, стоимость природоохранных мероприятий, страхование, компенсационные природоохранные меры и инвестиции для предотвращения воздействия на окружающую среду.

Затраты Компании на охрану окружающей среды в 2021 году составили 33,4 миллиардов тенге, что на 11,5 миллиардов тенге больше, чем затраты на охрану окружающей среды в размере 21,9 миллиардов тенге в 2020 году (и 18,8 миллиардов тенге в 2019 году). Увеличение было в основном результатом увеличения бюджета на переработку отходов прошлых периодов и рекультивацию загрязненных земель, а также увеличения инвестиций в переработку отходов с 2015 года (такие инвестиции составляют более трети всех экологических затрат), что частично компенсируется снижением платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Воздействие на окружающую среду операционной деятельности

Загрязнение, относящееся к прошлым периодам

Одно из существенных экологических обязательств Компании вытекает из необходимости рекультивации земель, загрязненных в прошлом. Эти обязательства на дату настоящего Проспекта включают приблизительно три миллиона тонн старых отходов, связанных с землями, загрязненными в предыдущие периоды. В 2019 году ЭМГ рекультивировала земли,

загрязненные нефтью в прошлом, и очистила 35 га нефтезагрязненных земель (125 тыс. тонн загрязненной нефтью почвы), а ОМГ переработала 200 тыс. тонн нефтезагрязненной почвы из неорганизованных шламонакопителей. В августе Компания подписала Меморандум о взаимопонимании с МЭГПР, содержащий обязательства ММГ, ОМГ и КБМ по утилизации нефтесодержащих исторических отходов и рекультивации нефтезагрязненных почв до 2024 года. Соответствующими членами группы выполнена инвентаризация загрязненных земель, разработаны и согласованы с органами местного самоуправления соответствующие проекты рекультивации, которые в настоящий момент реализуются.

В рамках «Года экологии» Компания организовала ряд акций по утилизации исторических нефтеотходов и очистки загрязненных почв от нефти в КБМ (месторождение Каражанбас), ОМГ (месторождение Узень-Карамандыбас) и ЭМГ. В 2021 году ММГ выполнила работы по строительству установки утилизации нефтеотходов, а 2022 году начата эксплуатация этой установки. В 2021 году на объектах дочерних и зависимых предприятий Компании было размещено 540 475 тонн исторических отходов с рекультивацией мест их захоронения. КТО полностью рекультивировала загрязненные в прошлом земли на участках 984–985 км трубопровода УАС. Общая площадь рекультивации загрязненных нефтью в прошлом земель по Группе составляет 48 га. В 2021 году расходы КМГ на утилизацию образовавшихся и накопленных отходов составили 12,9 миллиардов тенге.

Выбросы в атмосферу

В соответствии с законодательством об охране окружающей среды Компания обязана подать в МЭГПР заявку на получение экологического разрешения, которое разрешает Компании производить выбросы регулируемых веществ в окружающую среду до определенных разрешенных уровней за определенную плату. В таком разрешении указываются максимальные уровни выбросов в атмосферу, сброса сточных вод и бытовых и промышленных отходов, разрешенные к сбросу или утилизации Компанией. В случае превышения установленных лимитов сбросов загрязняющих веществ и размещения отходов в разрешенных объемах начисляются штрафы за такое загрязнение окружающей среды. Смотрите «*Описание деятельности Компании──Регулирование в Казахстане──Правила охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды──Разрешения природоохранных органов*». Общая сумма сборов, уплачиваемых Компанией и дочерними предприятиями, находящимися под ее оперативным контролем с долей участия Компании в 50% и более, включая штрафы, составила 574 миллиона тенге за год по состоянию на 31 декабря 2021 года, 322 миллионов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2020 года, и 226 миллионов тенге за год по состоянию на 31 декабря 2019 года. Эти штрафы приравниваются к уплаченным штрафам, за исключением случаев чрезмерного сжигания газа на факелах. Компания ожидает, что штрафы и сборы за выбросы могут по-прежнему взиматься с Компании в будущем.

Сжигание сырого газа на факелах запрещено «Кодексом о недрах» за исключением определенных обстоятельств. Смотрите «*Описание деятельности Компании──Регулирование в Казахстане──Правила охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды──Сжигание газа на факелах*». В следующих дочерних и совместных предприятиях Компании действуют программы сокращения и ликвидации объемов сжигания газа на факелах: ТШО, НКОК, Казгермунай, ММГ, КПО, КТМ, Казахойл Актобе, ЭМГ и КБМ.

В рамках работы Компании по сокращению выбросов в атмосферу Компания реализует программу пересмотра использования газа на своих месторождениях с целью преобразования газа, получаемого при добыче нефти, в газ для производства электроэнергии.

По состоянию на 31 декабря 2021 года коэффициент использования газа Компанией составлял около 98%. По состоянию на 31 декабря 2021 г. интенсивность сжигания попутного газа в Компании составила 2,1 т на 1 000 т добытых углеводородов по сравнению с примерно 2,95 т на 1 000 т в 2019 г. и примерно 6 т на 1 000 т в 2018 г. (что на 74% ниже, чем средний показатель 8,0 в 2021 г. по данным Международной ассоциации поставщиков нефти и газа).

По состоянию на 31 декабря 2021 г. уровень выбросов серы Компанией составлял 0,22 тонны на килотонну добытых углеводородов по сравнению с 0,23 в 2020 г. и 0,20 в 2019 г. (немного выше, чем средний показатель 0,19 в 2021 г. по данным Международной ассоциации поставщиков нефти и газа).

По состоянию на 31 декабря 2021 г. коэффициент выбросов нитратов Компанией составлял 0,24 тонны на килотонну добытых углеводородов по сравнению с 0,22 в 2020 г. и 0,21 в 2019 г. (хотя и ниже, чем в среднем по Международной ассоциации производителей нефти и газа - 0,29 в 2021 г.).

Управление водными ресурсами и очистка и водоотведение сточных вод

Вода является неотъемлемой частью всех производственных процессов КМГ. В своей деятельности Компания стремится к снижению водопотребления, повышению эффективности водопользования, увеличению объемов повторного и оборотного использования воды, улучшению качества сточных вод, минимизации воздействия на природные водоемы.

В декабре 2018 года в Компании принят «Корпоративный стандарт управления водными ресурсами», который поэтапно внедряется в Группе. Стандарт устанавливает восемь ключевых принципов водопользования для систематизации подходов Группы к управлению водными ресурсами, а также для повышения ответственности руководителей и сотрудников Компании в экономии пресной воды.

КМГ берет воду из поверхностных и подземных источников, городских водопроводов, Каспийского моря. Сточные воды от деятельности КМГ в основном поступают в специализированные приемники: пруды-накопители, поля испарения и фильтрации. Эти сооружения представляют собой технические сооружения, предназначенные для естественной очистки сточных вод и предотвращения загрязнения окружающей среды. Предприятия, не имеющие собственных хранилищ, передают сточные воды специализированным компаниям для очистки и утилизации. Нормы качества сбрасываемых вод, установленные природоохранным законодательством, обеспечиваются за счет применения механических и биологических методов очистки сточных вод. Однако сброс сточных вод в поверхностные природные водные объекты не осуществляется. Предварительное разрешение на закачку сточных вод получено от большинства государственных органов Казахстана.

В июне 2021 года Атырауский НПЗ и Европейский банк реконструкции и развития заключили соглашение о финансировании проекта «TAZALYQ» на сумму до 80 миллионов долларов США. Реализация проекта «TAZALYQ» позволит внедрить на НПЗ современные «зеленые» технологии очистки сточных вод.

КМГ реализует проект по строительству завода по опреснению морской воды мощностью 50 000 кубометров в сутки с прокладкой магистрального трубопровода рядом с рекреационной зоной Кендерли для обеспечения водопроводной водой населения г. Жанаозен. КБМ также строит завод по опреснению воды с производительностью 17 000 кубометров опресненной воды в сутки и 25 500 кубометров очищенной воды в сутки для снижения нагрузки на существующий магистральный водовод Астрахань-Мангышлак. Раскрытие информации о водном следе Группы и управлении водными ресурсами было размещено на веб-сайте «CDP» в рамках «Анкеты по водной безопасности за 2021 год».

Хранение серы

Месторождения ТШО содержат большое количество сероводорода. Добыча нефти и газа с высоким содержанием сероводорода требует дополнительной обработки для преобразования сероводорода в элементарную серу, полезный продукт. Элементарная сера хранится в виде блоков до тех пор, пока ее можно будет продать. ТШО стремится хранить комовую серу в

соответствии с международно-признанной практикой и включает хранение серы в свои разрешения на природоохранное использование и, соответственно, уплачивает сборы. В 2008 году ТШО начал продавать серу третьим сторонам, чтобы уменьшить количество серы, необходимое для хранения, и, таким образом, снизить риск штрафов, связанных с хранением серы в будущем. ТШО продал 2,6 миллионов тонн серы в 2021 году, 2,5 миллионов тонн в 2020 году и 2,6 миллионов тонн в 2019 году.

В соответствии с Экологическим кодексом разрешение на хранение серы в крытых или закрытых хранилищах не требуется, в то время как для открытого хранения (например, на серных площадках) требуется разрешение с ограничениями, указанными в экологическом разрешении.

Разливы нефти и химикатов

В дочерних, совместных и ассоциированных предприятиях Компании действуют процедуры обеспечения надежности оборудования, которые предназначены для оценки и устранения недостатков и предотвращения разливов нефти и химикатов. В результате объемы разливов, связанные с эксплуатацией, в пересчете на тонну продукции неуклонно снижались. В то же время в качестве меры предосторожности дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные структуры Компании подготовили планы действий в чрезвычайных ситуациях и регулярно проводят учения и обучение ключевого персонала реагирования.

Программы в области охраны труда и техники безопасности

Политика Группы в области охраны труда и техники безопасности основана на стремлении руководителей и высшего руководства совершенствовать систему охраны здоровья и техники безопасности и направлена на вовлечение каждого сотрудника в развитие культуры безопасности. Руководство Компании и ее дочерних и зависимых предприятий проявляет абсолютную нетерпимость к убыткам и ущербу в результате аварий и происшествий, злоупотребления алкоголем, наркотиками, психотропными веществами и их аналогами, дорожно-транспортных происшествий. Компания обязуется соблюдать национальное законодательство наряду с требованиями международных и национальных стандартов.

В 2019 году был запущен пилотный проект под названием Карта отчетности о потенциально опасных ситуациях «Коргау», направленный на выявление и исправление небезопасных действий. Программа Карты отчетности о потенциально опасных ситуациях «Коргау» направлена на выявление небезопасных условий труда. В этой программе участвуют сотрудники всех уровней, и она направлена на то, чтобы они могли сообщать о своих проблемах, трудностях и предложениях.

В 2019 году разработана и реализуется корпоративная оздоровительная кампания КМГ «Профилактика инфарктов и инсультов». Кампания направлена на предотвращение и снижение смертности сотрудников от сердечно-сосудистых заболеваний. Осуществляется контроль и мониторинг реализации инициативы «10 шагов к укреплению здоровья», «Положения по оказанию первой медицинской помощи в Группе КМГ» и «Корпоративного стандарта по охране труда и гигиене труда Группы КМГ». Стандарт в первую очередь направлен на установление единых требований к управлению охраной труда и гигиеной труда.

В целях обеспечения оперативного реагирования, предотвращения эскалации возможных кризисных ситуаций, минимизации тяжести последствий и возможных потерь, если таковые имеются, внедрена система антикризисного управления. В Группе действует трехуровневая система управления, обеспечивающая масштабное реагирование на инциденты, начиная с уровня производства и дочернего предприятия и вплоть до уровня стратегического антикризисного управления из корпоративного центра. Антикризисное управление сыграло ключевую роль в управлении реагированием Компании на вспышку COVID-19 и связанные с ней правительственные ограничения.

Показатели в области охраны здоровья и техники безопасности

Отдельные ключевые показатели охраны здоровья и техники безопасности Компании за указанные периоды*:

	За год по состоянию на 31 декабря		
	2021	**2020**	**2019**
Смертельные случаи на производстве (количество несчастных случаев)...	1	0	2
Смертельные случаи, связанные с работой, на 100 миллионов человеко-часов.....	2,93	0,00	1,48
Смертельные случаи, не связанные с работой	15	8	13
Травмы с временной потерей трудоспособности (количество пострадавших, включая погибших).....	32	32	46
Травмы с потерей трудоспособности на миллион человеко-часов.....	0,31	0,29	0,34
Дорожно-транспортные происшествия*.....	22	15	36
Дорожно-транспортные происшествия на миллион пройденных километров*.....	0,23	0,06	0,19

Примечание:

* данные не включают данные компании QazaqGaz.

В 2021 году показатель несчастных случаев с потерей трудоспособности на 100 миллионов человеко-часов составил 0,31, увеличившись на 2% с 0,29 в 2020 г. (также выше среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа, равного 0,20 в 2021 г.). В 2021 году количество несчастных случаев со смертельным исходом на 100 миллионов человеко-часов составило 2,93 по сравнению с 0,00 в 2020 году (и выше среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа, равного 0,56 в 2021 год).

РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

Введение

Основные государственные органы, регулирующие нефтегазовую отрасль

В Казахстане все ресурсы в недрах принадлежат государству. Государство играет регулирующую роль в четырех областях недропользования. Во-первых, Правительство несет ответственность, среди прочего, за организацию и управление находящихся в собственности государства- запасов, установление ограничений на пользование недрами в целях национальной безопасности, экологической безопасности и защиты жизни и здоровья населения, определение порядка заключения контрактов на недропользование, назначение уполномоченного органа в области недропользования, регулирование экспорта нефти и газа путем введения таможенных, защитных, антидемпинговых и компенсационных пошлин и квот, установление квот на транспортировку нефти различными видами транспорта, утверждение ряда нормативных правовых актов в нефтегазовой сфере. Во-вторых, государство заключает, реализует и контролирует контракты на недропользование через соответствующий компетентный орган, наделенный полномочиями по заключению и реализации нефтегазовых контрактов, и через ряд других государственных органов. В-третьих, приоритетное право государства реализуется через Компанию и, начиная с ноября 2021 года, через ««QazaqGaz»», как национальные компании, или национальный управляющий холдинг. Наконец, местные исполнительные органы (*Акиматы*) отвечают, в том числе за предоставление права землепользования недропользователям. Однако местные исполнительные органы не играют ведущей роли в управлении недропользованием.

В дополнение к регулированию, касающемуся недропользования, существует ряд регулирующих органов, которые регулируют другие аспекты добычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Министерство энергетики

После реорганизации Правительства в 2014 году компетентным органом в нефтегазовой сфере стало Министерство энергетики. Министерство энергетики выступает в качестве уполномоченного органа в области нефти и газа в отношении, в том числе, нефтегазоперерабатывающих заводов, транспорта углеводородов и эксплуатации магистральных трубопроводов («**Компетентный орган**»).

В соответствии с «Кодексом о недрах и недропользовании» и другим действующим законодательством Компетентный орган, в том числе, отвечает за:

- реализацию государственной политики в нефтегазовой, нефтехимической и транспортной отраслях;
- представление интересов государства в СРП;
- организацию конкурсов и аукционов на предоставление права недропользования на разведку и добычу нефти и газа, подготовку и утверждение перечней участков для тендеров и аукционов;
- заключение и регистрацию контрактов на недропользование в отношении углеводородов;
- подготовку и утверждение типовых договоров;
- утверждение рабочих программ по контрактам на недропользование в части разведки и добычи нефти и газа;

- контроль за соблюдением условий контрактов на недропользование в части разведки и добычи нефти и газа;
- выдачу согласий на передачу прав недропользования и «*объектов, связанных с правом недропользования*» (т.е. акций, долей участия или ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции недропользователя или юридического лица, которые могут прямо или косвенно определять решения недропользователя («**Контролирующее юридическое лицо**)) в отношении стратегических месторождений, а также регистрацию сделок по залогу прав недропользования применительно к нефтегазовым проектам;
- приостановление и расторжение контрактов на недропользование в сфере нефти и газа в порядке, установленном «Кодексом о недрах и недропользовании»;
- определение объемов поставок нефти и газа недропользователями на внутренний рынок;
- контроль за соблюдением недропользователями, добывающими нефть и газ, требований по приобретению определенных объемов товаров, работ и услуг у местных поставщиков;
- утверждение программ развития газопереработки и разрешений на сжигание попутного газа; а также
- выдачу разрешений на использование средств ликвидационного фонда.

Другие регулирующие органы

Другими крупными государственными органами, регулирующими аспекты добычи углеводородов, операции по транспортировке, переработке и реализации нефти и газа в Казахстане, являются:

- Министерство экологии, геологии и природных ресурсов («**МЭГПР**») отвечает за формирование и реализацию государственной политики, координацию процессов в сфере экологии, «зеленой экономики», обращения с отходами и т. Д.;
- Товарищество с ограниченной ответственностью «PSA» уполномочено Правительством действовать в интересах Республики Казахстан по соглашениям о разделе продукции (СРП);
- за утверждение проектов строительства и использования водных и земельных ресурсов отвечают различные органы государственной власти, в том числе местные исполнительные органы;
- на Министерство труда и социальной защиты населения возложены функции по рассмотрению трудовых споров и жалоб отдельных работников, по контролю за соблюдением обязательств недропользователей по предоставлению преимуществ при приеме на работу, в том числе по приему на работу определенного минимального процента граждан Казахстана, и выдаче разрешений на работу для иностранных сотрудников;
- Комитет по естественным монополиям при Министерстве национальной экономики Казахстана, отвечающий за регулирование тарифов на транспортировку нефти и газа и цен, связанных с реализацией газа;
- Министерство финансов, комитеты которого отвечают, в том числе, за налоговые вопросы и соблюдение таможенных правил (включая регулирование экспорта, импорта и перевозок на территории Евразийского таможенного союза); а также

- территориальные управления Минюста и другие органы, на которые возложена, в том числе, ответственность за регистрацию юридических и некоммерческих объединений, а также собственности, залогов и ипотечных кредитов.

Реестры акционеров Компании и ее дочерних компаний ведутся KCD, как определено и описано в Разделе «*Описание акционерного капитала и применимого казахстанского законодательства – Передача Акции»*), который является квази-суверенным учреждением, принадлежащим и контролируемым НБК и имеющим исключительное право на ведение реестров ценных бумаг казахстанских акционерных обществ и некоторых товариществ с ограниченной ответственностью (по добровольному решению их участников).

Основные нормы, применимые к нефтегазовой отрасли и Группе

К нефтегазовой отрасли и Компании применяются следующие основные законы и нормативные акты:

- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (№ 125-VI от 27 декабря 2017 года в действующей редакции) («**Кодекс о недропользовании»**);
- Экологический кодекс Республики Казахстан (№ 400-VI ЗРК от 02 января 2021 года, в действующей редакции) («**Экологический кодекс»**);
- Водный кодекс Республики Казахстан (№ 481 от 9 июля 2003 года, в действующей редакции) («**Водный кодекс**»);
- Предпринимательский кодекс Республики Казахстан (№ 375-V от 29 октября 2015 года, в действующей редакции);
- Трудовой кодекс Республики Казахстан (№ 414-V от 23 ноября 2015 года, в действующей редакции) («**Трудовой кодекс**»);
- Гражданский кодекс Республики Казахстан (Общая часть) (от 27 декабря 1994 года, в действующей редакции) и Гражданский кодекс Республики Казахстан (Особенная часть) (№ 409-I от 1 июля 1999 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «О магистральных трубопроводах» (№ 20-V от 22 июня 2012 года, в действующей редакции) («**Закон о магистральных трубопроводах**»);
- Закон Республики Казахстан «О Фонде национального благосостояния» (№ 550-IV от 1 февраля 2012 года, в действующей редакции) («**Закон о суверенном фонде благосостояния**»);
- Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» (№ 532-IV от 9 января 2012 года, в действующей редакции) («**Закон о газе**»);
- Закон Республики Казахстан «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» (№ 463-IV от 20 июля 2011 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «О занятости населения» (№ 482-V от 06 апреля 2016 года, в действующей редакции) («**Закон о занятости населения**»);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» (№ 202-V от 16 мая 2014 года, в действующей редакции) («**Закон о разрешениях и уведомлениях**»);
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (№ 188-V от 11 апреля 2014 года, в действующей редакции) («**Закон о гражданской защите**»);

- Закон Республики Казахстан «О государственном имуществе» (№ 413-IV от 1 марта 2011 года, в действующей редакции) («**Закон о государственном имуществе**»);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (№ 175-III от 7 июля 2006 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» (№ 93-III от 13 декабря 2005 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (№ 30-III от 7 февраля 2005 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам» (№ 580-II от 7 июля 2004 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств» (№ 446-II от 1 июля 2003 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «О регистрации залога движимого имущества» (№ 254-I от 30 июня 1998 года, в действующей редакции);
- Закон Республики Казахстан «Об арбитраже» (№ 488-V ЗРК от 8 апреля 2016 года, в действующей редакции) («**Закон об арбитраже**»);
- Постановление Правительства Республики Казахстан № 389 «Об утверждении перечня стратегических участков недр» от 28 июня 2018 года;
- Постановление Правительства Республики Казахстан № 854 «Об утверждении разграничения деятельности национальных компаний в сфере недропользования» от 30 ноября 2021 года;
- Постановление Правительства Республики Казахстан № 1273 от 8 октября 2012 года «О национальном операторе по магистральному нефтепроводу»;
- Приказ Министра энергетики № 233 «Об утверждении типовых контрактов на недропользование» от 11 июня 2018 года;
- Приказ Министра энергетики № 121 «Об утверждении Правил определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства» от 13 ноября 2014 года;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов № 271 «Об утверждении Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности» от 30 июля 2021 года;
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан № 81 «Об утверждении Правил расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из нефти» от 17 февраля 2016 года; а также
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ-13 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к к технологическим и вспомогательным сооружениям и установкам, осуществляющим нефтяные операции»».

Статус Компании как Национальной Компании

Компания имеет статус национальной компании в области углеводородов. Таким образом, в соответствии с «Кодексом о недрах» Компания имеет следующие ключевые преимущества:

- реализацию преимущественного права государства на приобретение отчуждаемого права недропользования и (или) «объекты, связанные с правом недропользования» в отношении стратегических месторождений;
- отчуждение права недропользования и (или) «*объекты, связанные с правом недропользования*» без предварительного согласия Компетентного органа;
- заключение договора с Компетентным органом о получении права на разведку и добычу, или добычу углеводородов не только путем проведения конкурсных процедур, но и на основе прямых переговоров с Компетентным органом. Право недропользования не может быть отчуждено в течение двух лет с момента регистрации соответствующего контракта на недропользование, за исключением случаев отчуждения такого права недропользования дочернему предприятию Компании, в котором Компании принадлежит доля не менее пятидесяти процентов, а такое дочернее предприятие, в свою очередь, не вправе отчуждать право недропользования в течение двух лет с момента регистрации контракта;
- привлечение своего стратегического партнера к участию в переговорах с Компетентным органом для получения контракта на недропользование;
- управление на началах доверительной собственности месторождениями и участками недр, оборудованием и иным имуществом по расторгнутому контракту на недропользование; а также
- владение долей не менее пятидесяти процентов в недропользователе, осуществляющем недропользование в море, или осуществление контроля за решениями, принимаемыми таким недропользователем.

Однако после назначения АО «QazaqGaz» национальной компанией в области газа в ноябре 2021 года Правительство приняло Постановление № 854 «Об утверждении разграничения деятельности национальных компаний в сфере недропользования», в котором было установлено, что АО «QazaqGaz» отвечает за разведку и добычу нефтянных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях, в то время как Компания отвечала за разведку и добычу как нефтяных, так и газовых месторождений. Постановление предписывает Компании и «QazaqGaz» заключить отдельное соглашение для дальнейшего разграничения компетенции национальной компании в области разведки и добычи углеводородов в соответствии с «Кодексом о недрах и недропользовании». В январе 2022 года Компания и «QazaqGaz» подписали соглашение, в соответствии с которым, в том числе, Компания сохранила за собой право осуществлять свое преимущественное право государства, осуществлять доверительное управление и приобретать права недропользования путем прямых переговоров в отношении нефти, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, а «QazaqGaz» получил право на то же самое только в отношении газовых и газоконденсатных месторождений.

Разведка и добыча

Контракты на недропользование

Общее

«Кодексом о недрах» предусмотрено, что Компетентный орган отвечает за разработку и утверждение национальной программы управления недрами («**Программа**»), который должен определить, *среди прочего*, участки недр, которые предоставляются: (i) недропользователям для разведки и добычи (через тендеры); и (ii) национальной компании в области углеводородов (т.е. Компании или «QazaqGaz», в зависимости от типа месторождения) (путем прямых переговоров). Соответственно, недропользователи, отличные от Компании или «QazaqGaz», могут получить права недропользования в отношении участков, определенных в Программе, только через тендер (за исключением случаев, когда такой недропользователь квалифицируется как стратегический партнер и создает совместное предприятие с Компанией для разведки и добычи).

Права недропользования предоставляются на определяемый срок, но могут быть продлены в установленном порядке до истечения срока действия соответствующего контракта на недропользование (если требуется, при согласовании и разрешении) с соблюдением определенных ограничений и условий.

Действующий правовой режим предоставления права недропользования в отношении углеводородных проектов выглядит следующим образом:

- ***Контракты на разведку и добычу***: контракты на разведку и добычу углеводородов могут заключаться на определенный срок, определяемый сторонами; однако этап разведки по таким контрактам не может превышать шести лет подряд или, в случае морских месторождений или сложных проектов разведки углеводородов, девяти лет. Эти ограничения по срокам подлежат общему праву продления периодов, установленных «Кодексом о недрах», для оценки открытого промышленного месторождения и (или) эксплуатационных испытаний или в случае *форс-мажора* (недропользователь представит доказательства). Предусмотрен еще дополнительный трехгодовой подготовительный период перед добычей. Срок добычи составляет до двадцати пяти лет (или до сорока пяти лет для крупных и уникальных месторождений), если он не сокращается в связи с продлением периода разведки и может быть продлен на срок до двадцати пяти лет. Недропользователь вправе досрочно прекратить период разведки путем возврата всего участка разведки государству.

- ***Контракты на добычу***: контракты на добычу могут заключаться на срок до двадцати пяти лет или, для месторождений с большими и уникальными запасами, на срок до сорока пяти лет. Такие контракты могут быть продлены на срок до двадцати пяти лет подряд.

Заключение исключительно контрактов на разведку в отношении углеводородных проектов не допускается.

Контракты на разведку и добычу, а также контракты на добычу в отношении углеводородных проектов заключаются на основе утвержденных типовых контрактов (в которые время от времени вносятся поправки).

На дату настоящего Проспекта Компания участвует в рабочей группе, созданной при Министерстве энергетики, которая занимается разработкой нового улучшенного типового контракта на недропользование для морских проектов, комплексных наземных проектов и газовых проектов, который будет содержать определенные регуляторные и фискальные преференции, и который, как ожидается, будет представлен до конца 2022 года. Этот

усовершенствованный типовой контракт потенциально может быть использован для некоторых новых проектов компании по разведке на шельфе.

В контракты на недропользование вносятся изменения в случае изменения сведений о недропользователе, продления сроков разведки и (или) добычи, перехода прав по контракту на недропользование, изменения контрактной территории.

Ответственность за нарушение контрактов на недропользование

В случае нарушения недропользователем контрактных обязательств Компетентный орган письменно уведомляет недропользователя о таком нарушении с требованием к недропользователю уплатить соответствующие штрафные санкции (в размере, установленном контрактом на недропользование) и (или) устранить такое нарушение в течение срока, указанного в уведомлении Компетентного органа. Такое нарушение может включать:

- выполнение финансовых обязательств недропользователя, предусмотренных контрактом на недропользование, менее чем на тридцать процентов за отчетный год
- проведение операций по недропользованию в отношении углеводородов, если такие операции связаны с причинением ущерба земной поверхности без предоставления обеспечения в соответствии с установленным графиком или с нарушением графика формирования обеспечения
- проведение операций по недропользованию без проектной документации, имеющей необходимые заключения экспертизы
- передача прав недропользования (и объектов, связанных с правами недропользования), повлекшая угрозу национальной безопасности
- недропользователи (по контрактам на недропользование на стратегических участков недр), совершающие действия, создающие угрозу национальной безопасности, отказывающиеся от переговоров, согласования или исполнения необходимых изменений в контракт на недропользование в сроки, установленные «Кодексом о недрах»; или же
- иные нарушения обязательств недропользователя по контракту на недропользование.

Недропользователь обязан устранить нарушение в срок, указанный в уведомлении Компетентного органа, и письменно уведомить об этом Компетентный орган с приложением документов, подтверждающих устранение нарушения.

Компетентный орган вправе в одностороннем порядке расторгнуть контракт на недропользование в случае неустранения недропользователем какого-либо из перечисленных выше нарушений.

Прекращение действия контрактов на недропользование

В случае нарушения недропользователем своих договорных обязательств или неуплаты налогов и соблюдения требований горнодобывающей промышленности, охраны окружающей среды, охраны труда и техники безопасности его право пользования недрами может быть прекращено Компетентным органом, если такие нарушения не будут устранены в срок, установленный Компетентным органом.

При расторжении контракта на недропользование Компетентный орган вправе поручить недропользователю передать участки недр в доверительное управление Компании (как национальной компании в области углеводородов, в отношении нефти, нефти и газа, а также нефтяных и газоконденсатных месторождений). Такой недропользователь в течение одного месяца со дня получения указанного предписания передает Компании оборудование и иное

имущество, обеспечивающее непрерывность технологического процесса и промышленную безопасность на участке недр, на срок до передачи такого имущества новому недропользователю. Компания производит оценку переданного оборудования и содержит такое оборудование до его передачи новому недропользователю.

В течение пяти дней после принятия Компетентным органом решения о передаче участка недр Компании и уведомления недропользователя о таком решении Компетентный орган и Компания заключают соответствующий договор доверительного управления. В рамках доверительного управления Компания может осуществлять операции по недропользованию без заключения контракта на недропользование и получать право землепользования для целей доверительного управления таким участком недр.

Компания имеет право на возмещение своих расходов, понесенных в связи с управлением недрами. Доходы от доверительного управления, за исключением возмещаемых сумм и применимых налогов, распределяются учредителю (выгодоприобретателю) по договору доверительного управления.

Ранее выданные лицензии

В соответствии с Кодексом о недрах все ранее выданные лицензии на недропользование и заключенные контракты и СРП сохраняют полную силу и действие после вступления в силу Кодекса о недропользовании. В Кодексе о недропользовании сохранились некоторые положения старого Закона о недрах, и они применимы к контрактам на недропользование и СРП, заключенным до введения в действие как Кодекса о недропользовании, так и Закона о недрах, в том числе касательно прав Компетентного органа расторгать контракты на недропользование в одностороннем порядке.

Компания и отдельные лица Группы владеют своими правами на недропользование на основании контрактов на недропользование и, в некоторых случаях, лицензий, а также СРП, заключенных или выданных до введения «Кодекса о недрах».

В соответствии с «Кодексом о недрах» при наличии положения, ухудшающего результаты хозяйственной деятельности недропользователя по его контрактам на недропользование, такое положение не распространяется на контракты, заключенные до внесения таких изменений, за исключением изменений в казахстанское законодательство в части защиты национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения, таможенного регулирования и защиты конкуренции.

Регулирование СРП, связанное с морскими нефтяными операциями

Закон Республики Казахстан «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» (№ 68-III от 8 июля 2005 г.) («**Закон о СРП**»), который вместе с другими положениями о недропользовании являлся применимым правом для СРП в Казахстане, был отменен введением нового Налогового кодекса 10 декабря 2008 года. Закон о СРП перестал действовать с 1 января 2009 года. Законодательных актов, заменяющих Закон о СРП, не принималось. Закон о СРП был единственным законом Казахстана, посвященным исключительно СРП и применявшимся к нефтяным операциям в казахстанском секторе Каспийского и Аральского морей. Согласно Кодексу о недропользовании, СРП не являются установленной формой разрешенного контракта на недропользование, хотя СРП, заключенные до введения в действие «Кодекса о недрах», остаются в силе. В то же время на дату настоящего Проспекта СРП признаются и конкретно регулируются Налоговым кодексом.

Морская разведка и некоторые разведочные работы

Кодексом о недропользовании предусмотрено, что Компании должно быть отдано не менее пятидесяти процентов участия в контрактах на недропользование на шельфе, что является

обязательным условием проведения конкурсов на право недропользования для проведения морских нефтяных операций.

В целом деятельность Компании по недропользованию на шельфе регулируется особым, более строгим регулированием, предусмотренным Кодексом о недрах, Экологическим кодексом и Водным кодексом. В соответствии с такими законами и постановлениями требуется ряд специальных одобрений, согласований и разрешений компетентных государственных органов, в том числе для проведения строительных, дноуглубительных и взрывных работ, добычи полезных ископаемых и других ресурсов, прокладки кабелей, трубопроводов и других объектов связи, буровых и других работ, а также для строительства искусственных островов, дамб и сооружений. Несмотря на то, что «Кодексом о недрах» предусмотрены специальные средства на случай разливов нефти, требование о наличии у недропользователя собственных ресурсов исключено, а недропользователь обязан привлекать третье лицо путем заключения договоров со специализированной организацией по ликвидации нефтяных разливов в море. Кодекс о недропользовании запрещает строительство и эксплуатацию нефтяных резервуаров и хранилищ на шельфе. Операции по недропользованию на море должны проводиться таким образом, чтобы не мешать и не причинять вреда морским акваториям, рыбной ловле и иной деятельности. Недропользователь, осуществляющий операции на шельфе, обязан разработать конкретные программы по предотвращению загрязнения морской среды и включить такие программы в проектную документацию.

В соответствии с законодательством Казахстана Правительство принимает общее решение о возможности проведения нефтяных операций на море.

Нефтяные операции в казахстанском секторе Каспийского моря могут быть ограничены утвержденной глубиной. Кроме того, в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (№ 175-III, от 7 июля 2006 года, в действующей редакции) акватория на востоке северной части Каспийского моря, с дельтами рек Волги и Урала (в пределах территории Казахстана), входит в состав охраняемой государством территории, созданной, в том числе, для сохранения рыбных запасов и обеспечения естественного воспроизводства осетровых и других ценных видов. В пределах установленной государственной заповедной зоны к операциям по недропользованию предъявляются дополнительные экологические требования, установленные Экологическим кодексом, и они могут быть ограничены или запрещены.

Приоритетное право государства в отношении стратегических участков недр

В соответствии с «Кодексом о недрах» стратегическим участком недр признается месторождение, которое: (i) содержит геологические запасы нефти в количестве более 50 миллионов тонн нефти или природного газа в количестве более 15 миллиардов кубометров, (ii) расположено в казахстанской части Каспийского моря, и (или) (iii) содержит уран.

28 июня 2018 года Правительство утвердило новый перечень участков недр, имеющих стратегическое значение, в который вошли, в том числе, месторождения нефти и газа (Постановление Правительства Республики Казахстан № 389 «Об утверждении перечня стратегических участков недр» от 28 июня 2018 г.).

Кодекс о недропользовании предоставляет Республике Казахстан преимущественное право, за некоторыми исключениями, перед любыми лицами и организациями, в том числе физическими и организациями, имеющими преимущественное право на основании казахстанского законодательства или договора, на приобретение: a) права недропользования (или передаваемой доля в праве недропользования) на отчуждаемые стратегические участки недр; и (или) (b) акций и иных ценных бумаг, выпущенных на организованном рынке ценных бумаг, когда такие акции и ценные бумаги считаются «*объектами, связанными с правом недропользования*» в отношении стратегического участка.

В соответствии с Кодексом недропользовании приоритетное право государства осуществляется по решению Компетентного органа через Компанию или АО «НК «QazaqGaz», как национальные компании, либо национальный управляющий холдинг, действующий в интересах Республики Казахстан и в соответствии с казахстанским законодательством.

Передача прав недропользования и (или) «объектов, связанных с правом недропользования»

Право недропользования (или его часть) и «*объекты, связанные с правом недропользования*» могут быть переданы, в том числе в случае обращения взыскания (в том числе обращения взыскания на предмет залога), при условии получения согласия Компетентного органа (с некоторыми исключениями, установленными Кодексом о недропользовании). Любые сделки или иные связанные с ними действия, совершенные без согласия такого Компетентного органа, являются недействительными с даты их заключения или совершения. Приобретатель и недропользователь уведомляют Компетентный орган о смене контроля над недропользователем в течение одного месяца со дня такой смены.

Любое предложение или размещение акций, или ценных бумаг, удостоверяющих право собственности на акции, или иных ценных бумаг, конвертируемых в акции недропользователя или его Контролирующего юридического лица на организованном рынке ценных бумаг, также требует согласия Компетентного органа.

Согласие Компетентного органа выдается сроком на один год. Если передача не произошла в течение указанного годичного периода, необходимо получить новое согласие от Компетентного органа.

Акции или иные ценные бумаги, конвертируемые в акции, обращающиеся на организованном рынке ценных бумаг и выпущенные недропользователем или Контролирующим юридическим лицом (с момента размещения на организованном рынке ценных бумаг таких акций или ценных бумаг), перестают быть «*объектами, связанными с правом недропользования*» и операции с ними не требуют согласия Компетентного органа. Приобретатель (или получатель) или организация, выпускающая акции и (или) ценные бумаги (будучи «*объектами, связанными с правом недропользования»*) должен уведомить Компетентный орган о завершении сделки в течение одного месяца после завершения.

Передача права недропользования (или его части) и (или) «*объекта, связанного с правом недропользования*» в некоторых случаях освобождается от необходимости получения согласия Компетентного органа, например, если национальная компания, такая как Компания, является стороной сделки, включающей такую передачу. В указанных случаях отказ государства от преимущественного права (по стратегическим месторождениям) также не требуется.

Залог прав недропользования и (или) «объектов, связанных с правом недропользования»

В соответствии с Кодексом недропользовании согласие Компетентного органа на залог права недропользования (его части) не требуется. Однако для придания силы такой залог подлежит регистрации в компетентном органе. Регистрация залога осуществляется в соответствии с Законом Республики Казахстан «О регистрации залога движимого имущества» (№ 254-I от 30 июня 1998 г. с поправками). Обеспечение залога осуществляется в порядке, установленном гражданским законодательством Республики Казахстан и Кодексом о недропользовании, в том числе с требованием получения согласия Компетентного органа.

Хотя Кодексом о недропользовании снято ограничение в отношении использования кредитных линий, обеспеченных залогом прав недропользования, только для целей недропользования, предоставляемых по соответствующему контракту на недропользование, или для дальнейшей переработки, такое ограничение по-прежнему распространяется на контракты по углеводородам.

Право пользования недрами, которое не может быть передано в соответствии с законодательством, не может быть передано в залог. Например, такое ограничение будет применяться в течение двухлетнего предельного срока, предусмотренного для передачи права, после получения Компанией права недропользования путем прямых переговоров. Передача права недропользования в доверительное управление запрещается, если законом не предусмотрено иное.

Преимущественное право государства на приобретение углеводородов

В целях обеспечения потребности внутреннего рынка или в чрезвычайных ситуациях Республика Казахстан вправе осуществлять преимущественное право приобретения углеводородов, добытых недропользователем, по цене, не превышающей общепринятых цен недропользователя в коммерческих договорах с третьими лицами без учета транспортных расходов и затрат на продажу. Максимальный объем закупаемых углеводородов и способы оплаты определяются в контракте на недропользование. По контрактам, не предусматривающим ограничения количества приобретаемых углеводородов, такой объем, а также иные условия приобретения определяются Компетентным органом и соответствующим недропользователем. После согласования всех условий Компетентным органом и соответствующим недропользователем стороны заключают соответствующий договор купли-продажи. Компетентный орган производит оплату за приобретенные углеводороды в течение тридцати календарных дней после поставки соответствующих углеводородов недропользователем.

Права на реквизицию природных ресурсов

Кроме того, в соответствии с Законом о государственном имуществе государство имеет право реквизировать имущество любого физического или юридического лица в общественных интересах в случае военного или чрезвычайного положения при условии выплаты компенсации собственнику стоимости такого реквизированного имущества.

Стабилизация контрактов на недропользование

Согласно Кодексу о недропользовании недропользователю гарантируется защита его прав в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Любые изменения и (или) дополнения в закон, ухудшающие результаты хозяйственной деятельности недропользователя по контракту на недропользование, не распространяются на такой контракт, если такой контракт был заключен до внесения этих изменений и (или) дополнений, за исключением изменений в законодательстве Республики Казахстан в сфере национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения, таможенного регулирования и защиты конкуренции.

Экспортные пошлины на нефть и газ

Приказ Министра национальной экономики № 81 от 17 февраля 2016 г., которым, *среди прочего,* утверждены «Правила расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из нефти» («**Правила расчета**») и ввела прогрессивную шкалу ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть.

Согласно Правилам расчета ставка таможенной пошлины на сырую нефть зависит от средней мировой цены на сырую нефть за конкретный период, которая рассчитывается налоговыми органами по формуле, предусмотренной Правилами расчета. Соответственно, ставка таможенной пошлины на сырую нефть варьируется от нуля (при средней мировой цене сырой нефти ниже 25 долларов США) до 236 долларов США за тонну (при средней мировой цене сырой нефти 185 долларов США и выше). Ставка таможенной пошлины рассчитывается налоговыми органами ежемесячно. В феврале 2016 года Министром национальной экономики Республики Казахстан введена прогрессивная шкала ставок вывозных таможенных пошлин на

сырую нефть (Приказ № 81 Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 февраля 2016 года). В соответствии с новым режимом ставки вывозных пошлин рассчитываются на основе средних рыночных цен на нефть марок Brent Crude и Urals.

Налог на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых («**НДПИ**») применяется к денежной оценке добытого объема сырой нефти, газового конденсата, природного газа, полезных ископаемых и подземных вод.

НДПИ рассчитывается на основе стоимости извлеченного содержимого, которая рассчитывается путем умножения средних мировых цен на извлеченный объем (с поправкой на содержимое). Для определения средних мировых цен используются публикации, которые считаются официальными источниками для расчета НДПИ (Platts Crude Oil Marketwire и Crude Argus).

В настоящее время ставки НДПИ на сырую нефть и газовый конденсат составляют от 5% до 18% в зависимости от накопленного объема добычи за календарный год.

Ставка НДПИ на природный газ установлена в размере 10%. Для реализации природного газа на внутреннем рынке ставки НДПИ варьируются от 0,5% до 1,5%.

Социальные обязательства

С начала второго года добычи недропользователи обязаны уплачивать обязательные платежи на финансирование обучения казахстанских кадров и проведение научно-исследовательских работ в размере одного процента от затрат на добычу, понесенных недропользователем в течение первого года добычи. В этот же срок недропользователь также уплачивает сумму, эквивалентную одному проценту от своих инвестиций, понесенных таким недропользователем в ходе добычи за прошлый год на социально-экономическое развитие региона.

Контракты на недропользование необходимы для определения обязательства недропользователя по обеспечению равных условий и справедливой оплаты казахстанскому персоналу по сравнению с иностранным персоналом, включая персонал, работающий на уровне субподрядчиков. Недропользователь также обязан в приоритетном порядке привлекать казахстанцев для работы и обучения.

Кроме того, контракты на недропользование могут содержать иные социальные обязательства и отчисления недропользователей, в том числе связанные с инфраструктурой и социальным развитием соответствующих регионов, а также обязательства, связанные с обязательным установлением санитарно-защитных зон.

Местное содержание

Кодекс о недропользовании обычно требует от недропользователей соблюдения определенных обязательных требований по местному содержанию (стоимость внутри страны), включая использование казахстанских поставщиков и казахстанского персонала. Эти общие требования обычно подробно излагаются в контрактах на недропользование, сторонами которых являются дочерние общества и совместные предприятия Компании, и, как правило, не должны составлять менее пятидесяти процентов от общего объема закупаемых работ и услуг в течение календарного года (если контракт на недропользование не заключен до дня вступления в силу Кодекса о недропользовании).

Ликвидация последствий операций по недропользованию

Кодекс о недропользовании требует, чтобы недропользователи (в области углеводородов) ликвидировали последствия своих операций по недропользованию на участках недр за счет этих же недропользователей.

До вступления в силу Кодекса о недропользовании недропользователи были обязаны формировать ликвидационный фонд для обеспечения своих ликвидационных обязательств. Размер такого фонда должен был быть равен 0,1 процента от годовых производственных затрат. Это требование оставалось в силе до 30 июня 2021 года в отношении контрактов на недропользование, заключенных до даты вступления в силу Кодекса о недропользовании, и теперь все недропользователи должны соблюдать требования Кодекса о недропользовании по формированию ликвидационного фонда.

Начиная с 30 июня 2021 года, по всем контрактам на недропользование, заключенным до вступления в силу Кодекса о недропользовании, при отсутствии сформированного ликвидационного фонда или, если размер рыночной цены на работы, подлежащие выполнению в целях ликвидации последствий работ по разведке и (или) добыче углеводородов превышает фактический размер формируемого ликвидационного фонда, ликвидационные обязательства недропользователя не покрываемые фондом, могут быть обеспечены залогом банковского депозита и (или) полной, безусловной и безотзывной корпоративной гарантией выданной:

- Компанией, как национальной компанией;
- дочерними предприятиями Компании, имеющими минимальный долгосрочный кредитный рейтинг в иностранной валюте не ниже BB- по рейтингу Standard & Poor's или аналогичный уровень по рейтингу Moody's или Fitch, что ежегодно подтверждается отчетами; и (или)
- партнерами Компании или их дочерними организациями, владеющими акциями (долями участия в уставном капитале) недропользователей, при условии, что любой из таких поручителей имеет минимальный долгосрочный кредитный рейтинг в иностранной валюте не ниже BB- по рейтингу Standard & Poor's или рейтинг аналогичного уровня агентства Moody's или Fitch, что ежегодно подтверждается отчетами.

Компания, в свою очередь, может обеспечить свои обязательства по ликвидации последствий операций по недропользованию корпоративной гарантией, выданной Самрук-Казына, как национальной управляющей холдинговой компании.

По контрактам на недропользование, заключенным после вступления в силу Кодекса о недропользовании, обязательства недропользователя по ликвидации последствий проводимых им операций по недропользованию обеспечиваются залогом банковских депозитов, за исключением недропользователей, осуществляющих разведку углеводородов на море.

Переход права недропользования является безусловным основанием перехода прав на заложенные банковские депозиты, сформированные в соответствии с условиями контракта на недропользование.

Геологическая информация

Геологическая информация, полученная за счет средств недропользователя, является частной собственностью. При этом частная геологическая информация, содержащаяся в геологических отчетах, представляемых недропользователем в государственный орган, передается государству в бессрочное владение и пользование.

Недропользователь не вправе отчуждать природные носители геологической информации, например керновые скважины, образцы полезных ископаемых, углекислый газ и другие природные материалы, полученные при проведении операций по недропользованию, в течение срока действия контракта на недропользование или лицензии на недропользование без получения предварительного согласия соответствующем государственном органе.

Недропользователь вправе вывозить природные носители геологической информации в виде проб горных пород и минералов, коллекций каменного материала, шлифов, аншлифов, минеральных растворов и порошков за пределы Казахстана исключительно в исследовательских и аналитических целях. Результаты таких исследований и анализов включаются в геологические отчеты при представлении в уполномоченный орган: Комитет геологии Министерства геологии, экологии и природных ресурсов (далее - «**Комитет геологии**»). В случае если недропользователь намеревается вывозить естественные носители геологической информации за пределы Казахстана, он уведомляет об этом соответствующий государственный орган за один месяц до планируемой даты вывоза.

В случае предполагаемого отчуждения и (или) уничтожения естественных носителей геологической информации в виде кернов недропользователь обязан уведомить об этом Комитет геологии за один месяц до планируемого отчуждения или уничтожения, и соответствующий Комитет геологии вправе потребовать перехода права собственности на такой естественный носитель к нему.

Недропользователь обязан уведомить соответствующий государственный орган о находящихся в его распоряжении естественных и искусственных (например, журналы полевых наблюдений, геологические отчеты и т.п.) носителях за три месяца до планируемого прекращения работ по недропользованию, а соответствующий Комитет геологии в месячный срок может потребовать переход права собственности на такие естественные и искусственные носители в свою пользу. Недропользователь также обязан предоставить все документы, содержащие геологическую информацию, в Комитет геологии в течение одного месяца после передачи части контрактной территории государству.

Разрешение споров

В соответствии с Кодексом недропользовании любые споры, возникающие в связи с осуществлением, изменением или прекращением права недропользования, подлежат разрешению в соответствии с законодательством Республики Казахстан и международными договорами, ратифицированными Казахстаном, если в заключаемых контрактах на недропользование не предусмотрена арбитражная оговорка касательно договоров на недропользование, заключенных до даты вступления в силу Кодекса о недропользовании.

Переработка, хранение и транспортировка нефти и газа, а также распределение и маркетинг нефтепродуктов и газа

Газ и газоснабжение

Закон о газе объединяет и упорядочивает различные законодательные акты, которые ранее регулировали эту сферу.

В соответствии с Законом о газе государство является собственником добытого в Казахстане попутного газа (как по новым контрактам на добычу, так и по действующим (в том числе и заключенным до вступления в силу Закона о газе) контрактам на добычу, если в них прямо не указано, что недропользователем является собственник добытого газа).

Закон о газе устанавливает преимущественное право государства на закупку газа (через национального оператора) на условиях не менее выгодных, чем те, которые предлагает третья сторона: (i) любой объект в составе интегрированной системы товарного газоснабжения (т.е. соединительные трубопроводы, магистральные газопроводы, хранилища товарного газа и

другие объекты для производства, транспортировки, хранения, продажи и потребления газа); (ii) доля в праве общей собственности на такие объекты и (iii) акции (или доли участия) в организации, которая владеет такими объектами (т.е., любая нефтяная компания, которая владеет газоперерабатывающими мощностями или соединительными трубопроводами для реализации газа). Такое приоритетное право государства не распространяется на: (a) передачу (продажу) газо-заправочных компрессорных станций и газ-потребляющих систем промышленных потребителей; (б) продажи акций, обращающихся на организованных рынках ценных бумаг; (c) передачу объектов и акций между организациями, в которых не менее 99% акций принадлежат прямо или косвенно одному и тому же лицу или одному и тому же собственнику объекта единой системы товарного газоснабжения; и (d) передачи, в результате которых получатель (или приобретатель) получает, прямо или косвенно, право распоряжаться менее чем 0,1% акций (или долей участия) юридического лица, владеющего объектом единой системы газоснабжения. Государство может осуществлять такое преимущественное право на условиях не менее благоприятных, чем те, которые предлагает третье лицо, в порядке, предусмотренном Законом о газе и Законом о государственном имуществе.

Кроме того, Закон о газе предусматривает преимущественное право покупки (через национального оператора) сырого газа и товарного газа по цене, утвержденной Компетентным органом и рассчитанной по формулам, приведенным в Приказе Министра энергетики № 121 от 13 ноября 2014 года (в действующей редакции). Цена сырого и товарного газа включает затраты на добычу, затраты на переработку, транспортировку и максимальную норму прибыли. Если государство отказывается от своего -преимущественного права покупки газа, продавец может продать газ третьему лицу.

Постановлением Правительства Республики Казахстан № 914 от 5 июля 2012 года АО «QazaqGaz» (ранее АО «КазТрансГаз», принадлежащее Компании) назначено национальным оператором в сфере газа и газоснабжения.

В дополнение к вопросам, описанным выше, Закон о газе регулирует общие условия продажи СУГ, товарного и сжиженного природного газа (на условиях утвержденных типовых договоров), вопросы, связанные с оптовой и розничной продажей газа на внутреннем рынке, а также вопросы, связанные с транспортировкой и хранением газа.

Магистральный трубопровод

Закон о магистральных трубопроводах устанавливает единую законодательную базу для строительства, владения и эксплуатации магистральных трубопроводов, а также контроля государства за магистральными трубопроводами. В частности, Закон о магистральных трубопроводах предусматривает, что (i) магистральный трубопровод, (ii) доли в организации, владеющей магистральным трубопроводом, и (iii) доли в организации, которая может прямо и (или) косвенно определять решения и (или) влиять на решения, принятые собственником магистрального трубопровода, представляют собой «стратегические активы», которые могут повлиять на устойчивое развитие и национальную безопасность государства.

В соответствии с Законом о магистральных трубопроводах и Законом о государственном имуществе государство имеет преимущественное право на приобретение (i) отчуждаемых «стратегических активов»; и (ii) контрольного пакета акций (не менее пятидесяти одного процента) в любом новом проекте магистрального трубопровода. Государство может отказаться от своего приоритетного права на приобретение стратегических активов и долей в новом проекте магистрального трубопровода или подписаться менее чем на пятьдесят один процент участия в новом проекте магистрального газопровода. Закон о магистральных трубопроводах не предусматривает приоритетного права государства в отношении расширения существующего магистрального трубопровода.

Кроме того, Закон о магистральных трубопроводах предусматривает, что для магистральных трубопроводов, в которых государство, национальная управляющая холдинговая компания или

национальная компания прямо или косвенно владеет более чем 50% участия, операторские услуги должны предоставляться национальным оператором, если иное не согласовано Правительством. В соответствии с Постановлением Правительства № 1273 от 8 октября 2012 года КТО, дочернее предприятие Компании, определено национальным оператором магистральных трубопроводов и в настоящее время выполняет все функции и права национального оператора, предусмотренные Законом о магистральных трубопроводах.

Закон о магистральных трубопроводах (как и законодательство, регулирующее естественные монополии) предусматривает равные права доступа к услугам магистральных трубопроводов для всех грузоотправителей при наличии свободной пропускной способности с учетом определенных законодательных ограничений. При ограничении пропускной способности трубопровода услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов должны оказываться в очередности, установленной Законом о магистральных трубопроводах, при этом первоочередность отдается грузоотправителям, поставляющим нефть на отечественные НПЗ в объеме, предназначенном непосредственно для переработки на них. Закон о магистральных трубопроводах также предусматривает возможность своповых операций (т.е. обмена продукции одного грузоотправителя на продукцию другого грузоотправителя) в целях поставки нефти на отечественные НПЗ и газа на внутренний рынок или за пределы Казахстана, с письменного согласия владельца трубопровода (или иное лицо, законно владеющее правами на трубопровод), Компетентного органа и соответствующих своповых организаций.

Закон о магистральных трубопроводах определяет магистральный трубопровод как единый комплекс производственно-технологических объектов и включает обязательство по обеспечению безопасной транспортировки продукции, отвечающей требованиям технических регламентов и национальных стандартов. В соответствии с Законом о магистральных трубопроводах собственник магистрального трубопровода при ликвидации магистрального трубопровода обязан провести экологические реабилитационные мероприятия, в том числе ремонтно-восстановительные работы. Стоимость выполнения такого требования в настоящее время неизвестна.

Производство и оборот отдельных видов нефтепродуктов

Закон Республики Казахстан «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» (№ 463 IV от 20 июля 2011 года в действующей редакции) наделяет уполномоченный орган в области добычи нефти правом регулирования предельных розничных цен на нефтепродукты. Министерство энергетики является государственным органом, уполномоченным определять и утверждать перечень нефтепродуктов, подлежащих государственному регулированию цен. Казахстанское законодательство не предусматривает государственного регулирования оптовых цен на нефтепродукты.

После протестов против роста цен на СУГ в январе 2022 года Правительство приостановило использование электронных торговых площадок для торговли СУГ и восстановило государственное регулирование цен на СУГ. В марте 2022 года концепция торговли СУГ на электронных торговых площадках в Законе о газе была заменена на торговлю на товарных биржах, а в июне 2022 года Министерство энергетики отменило существующие правила торговли СУГ через электронные торговые площадки. В июне 2022 года в правила биржевой торговли товарами были внесены поправки, разрешающие оптовую торговлю СУГ, поправки вступают в силу в сентябре 2022 года, а начало торгов ожидается в январе 2023 года.

Правила охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды

Общее

Компания подчиняется целому ряду казахстанских природоохранных законов, нормативных актов и требований, регулирующих выбросы в атмосферу, водопользование и водоотведение, управление отходами, воздействие на дикую природу, а также землепользование и

мелиорацию. Экологический кодекс является основным законом, регулирующим деятельность недропользователей.

Как Кодекс о недропользовании, так и Экологический кодекс предусматривают специальные требования в отношении операций на шельфе в Каспийском море, которые являются более строгими, чем общие требования, применимые к операциям по недропользованию на суше.

Контракты на недропользование обычно налагают экологические обязательства в дополнение к тем, которые требуются по закону. Невыполнение таких обязательств может привести к значительным штрафам и санкциям или даже к приостановке или расторжению контрактов на недропользование или приостановлению определенных видов деятельности.

В соответствии с Экологическим кодексом, вступившим в силу 1 июля 2021 года, компании обязаны получать разрешения (как описано ниже) на оказание негативного воздействия на окружающую среду и должны соблюдать все требования, изложенные в таких разрешениях.

Целью введения в действие нового Экологического кодекса было, среди прочего, повторить успешное регулирование в зарубежных странах, укрепить механизмы выполнения Казахстаном своих международных экологических обязательств и расширить участие общественности в принятии государством экологических решений.

Экологический кодекс нацелен на предприятия, которые вносят наибольший вклад в загрязнение среды, в том числе в нефтегазовом секторе. Экологический кодекс возлагает на операторов объектов I категории, несущих прямую ответственность за выбросы нанятых оператором подрядчиков, занимающихся строительством, эксплуатацией и обслуживанием объектов, и предписывает внедрение автоматизированных систем мониторинга атмосферного воздуха, начиная с 2023 года, и постепенное внедрение наилучших доступных технологий (НДТ) с 2025 года. Если оператор намерен провести реконструкцию или существенную модификацию своего объекта категории I, он должен будет получить новое заключение экологической экспертизы и новое экологическое разрешение в соответствии с требованиями Экологического кодекса, в том числе по внедрению НДТ. Отраслевые каталоги НДТ в настоящее время разрабатываются МЭГПР. Ожидается, что постановления по НДТ будут утверждены Правительством до 31 декабря 2023 года. Государственные природоохранные органы будут иметь доступ в режиме реального времени к данным, собираемым автоматизированной системой мониторинга атмосферного воздуха, чтобы оперативно реагировать на любые происшествия, в том числе чрезмерные выбросы. Кроме того, Экологический кодекс значительно продлил применимый срок исковой давности по требованиям, касающимся ущерба окружающей среде, до 30 лет с даты причинения любого такого ущерба.

Экологические разрешения

Лицо должно иметь разрешение на эксплуатацию объекта или осуществление деятельности, которая может оказать негативное воздействие на окружающую среду. В зависимости от уровня негативного воздействия объекта на окружающую среду объекты классифицируются по 4 категориям: категории I (наибольшее негативное воздействие), II, III и IV (наименьшее негативное воздействие). К объектам I категории относятся заводы по добыче и переработке углеводородов, металлургические заводы, электростанции (в зависимости от мощности), химические заводы и другие сильно загрязняющие виды предприятий. По Экологическому кодексу существует три типа разрешений природоохранных органов («**РПО**»): 1) комплексные экологические разрешения; 2) разрешения на воздействие на окружающую среду и 3) декларация об отрицательном воздействии на окружающую среду. РПО содержат условия, регулирующие негативное воздействие пользователя на окружающую среду. Операторы объектов I категории должны получить комплексные РПО, как правило, с 2025 года, а до этого времени могут получить разрешение на воздействие на окружающую среду. Одним из обязательных условий комплексного РПО является внедрение НДТ. Интегрированные РПО

являются бессрочными, если не изменяется основной метод производства или технология или заключение по НДТ не пересматривается. Операторы объектов II категории должны получить разрешения на негативное воздействие на окружающую среду, а операторы объектов III категории должны получить декларацию об отрицательном воздействии на окружающую среду. Плата за причинение негативного воздействия на окружающую среду установлена Налоговым кодексом и может быть увеличена (в определенных пределах) местными представительными органами (*маслихаты*). В целях содействия внедрению наилучшей доступной технологии (НДТ) размер платы, уплачиваемой операторами объектов I категории за негативное воздействие на окружающую среду, будет поэтапно увеличиваться в два, четыре и восемь раз каждые три года. Для операторов, включенных в утвержденный Правительством список 50 крупнейших источников загрязнения в Казахстане (в который входят несколько компаний Группы, в том числе и совместные предприятия), это повышение платы начнется в 2025 году. Для всех остальных операторов режим повышенной оплаты начнется с 2031 года. Наличие РПО не освобождает недропользователя от обязанности по возмещению ущерба окружающей среде, причиненного его деятельностью, а также не освобождает недропользователя или его должностных лиц от административной или уголовной ответственности.

Сжигание газа на факелах

В соответствии с «Кодексом о недрах» сжигание сырого газа на факелах запрещается, за исключением следующих случаев: (i) возникновения аварийной ситуации или угрозы возникновения чрезвычайной ситуации, угрозы жизни персонала или угрозы здоровью населения и окружающей среде, (ii) во время испытания скважин, (iii) во время эксплуатационных испытаний месторождения, или (iv) если сжигание на факеле неизбежно по технологическим причинам.

При возникновении аварийной ситуации, угрозе возникновения чрезвычайной ситуации, угрозе жизни персонала или угрозе здоровью населения, а также угрозе окружающей среде допускается сжигание газа на факелах без согласования.

В случае, если сжигание на факелах произведено в связи с чрезвычайными ситуациями или угрозой возникновения чрезвычайных ситуаций, недропользователь в течение 10 дней с момента такого сжигания письменно уведомляет об этом Компетентный орган и МЭГПР. Во всех остальных случаях недропользователь должен получить разрешения от Компетентного органа на сжигание газа на факелах с соблюдением нормативов сжигания газа в факелах, содержащихся в проектной документации и программе развития газопереработки, утвержденной Компетентным органом.

Квоты на выбросы углерода

В марте 2009 года Президент Казахстана подписал закон о ратификации Киотского протокола «Рамочной конвенции организаций ООН об изменении климата» от 12 марта 1999 года. Ожидается, что ратификация Киотского протокола, призванного ограничить или воспрепятствовать выбросам парниковых газов, таких как двуокись углерода, повлияет на экологическое регулирование в Казахстане. В декабре 2020 года вступила в силу так называемая Дохинская поправка к Киотскому протоколу, целью которой было установить для стран-участниц второй период обязательств с 2013 по 2020 год. На сегодняшний день Казахстан не ратифицировал Дохинскую поправку к Киотскому протоколу.

После ратификации Киотского протокола в «Экологический кодекс» были внесены поправки, устанавливающие рамки контроля за изменением климата в Казахстане, которые вступили в силу 1 января 2013 года. Эти рамки включали получение квот на выбросы парниковых газов от юридических лиц, выбрасывающих более 20 000 тонн двуокиси углерода в год, торговлю квотами и разработку национального плана распределения квот. В ответ на жалобы отрасли на несовершенство правового механизма распределения квот и торговли ими, а также сложности с соблюдением таких квот, в апреле 2016 года Казахстан приостановил действие ряда

положений «Экологического кодекса», касающихся выбросов парниковых газов до 1 января 2018 года.

В ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение, которое, как считается, фактически заменило собой Киотский протокол. Определяемый на национальном уровне запланированный вклад Казахстана в рамках Парижского соглашения заключается в сокращении выбросов парниковых газов в стране не менее чем на 15 процентов. по сравнению с уровнем 1990 года, или на 25%. (при определенных условиях) к 2030 г.

26 декабря 2017 года Правительство утвердило «Национальный план распределения квот на выбросы парниковых газов» на 2018-2020 годы, который вступил в силу с 1 января 2018 года. Этот план заменил национальный план распределения на 2016–2020 годы. Затем правительство утвердило «Национальный план распределения квот на выбросы парниковых газов» на 2021 год. В июле 2022 года МЭГПР опубликовало проект Приказа об утверждении «Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов» на 2022-2025 годы. Исторически сложилось так, что объем выделяемых квот на выбросы парниковых газов сокращался и, как ожидается, будет сокращаться еще больше по мере того, как правительство стремится выполнить свои обязательства по Парижскому соглашению.

Ожидается, что Казахстан в дальнейшем пересмотрит вопрос о регулировании выбросов парниковых газов. Потенциальный эффект, который может возникнуть из-за этого, до сих пор неясен. Соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанные с любой поправкой к регулированию выбросов парниковых газов, неизвестны и могут быть значительными.

Разрешения на водопользование

«Водный кодекс» направлен на реализацию государственной политики в отношении использования и охраны водных ресурсов. «Водный кодекс» устанавливает обязанности по водопользованию и сбросу в воду отдельных веществ на основании разрешений на водопользование («**РВП**»). РВП может быть отозвано в случае нарушения условий, указанных в соответствующем РВП. К таким условиям относятся мониторинг качества подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований по загрязнению воды при проведении горных работ и регулярная проверка оборудования. В случае изменения каких-либо обстоятельств, связанных с его водопользованием, держатель РВП обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, указанных в РВП. В соответствии с «Экологическим кодексом» в комплексную РПО могут быть включены условия и нормативы водопользования.

В соответствии с «Кодексом о недрах» и природоохранным законодательством Республики Казахстан недропользователь обязан вести адекватный учет добытых полезных ископаемых и запасов, в том числе переработку - побочной продукции и остаточных отходов. Государство ведет учет добытых полезных ископаемых и запасов. Недропользователь также обязан предоставлять геологические отчеты о своей деятельности на контрактной территории по разведке и использованию недр.

Правоприменение в области экологического права

«Экологический кодекс» определяет, какие уполномоченные органы несут ответственность за контроль за соблюдением природоохранного законодательства в отношении природных ресурсов и окружающей среды, а также за соблюдением экологических требований. В число этих должностных лиц входят главный государственный экологический инспектор, заместитель главного государственного экологического инспектора и другие региональные должностные лица, уполномоченные осуществлять надзор за соблюдением природоохранного законодательства и возбуждать судебные разбирательства.

«Экологический кодекс» уполномочивает соответствующих государственных должностных лиц при обеспечении соблюдения природоохранных мер, *среди прочего*:

- инспектировать объекты и брать замеры и образцы для анализа;
- запрашивать и получать документацию, результаты анализов и другие материалы;
- инициировать процедуры, связанные с приостановлением и аннулированием экологических и иных разрешений в случае нарушения условий таких разрешений;
- выдавать предписания физическим и юридическим лицам об устранении нарушений казахстанского природоохранного законодательства; а также
- обращаться в суд с исками об ограничении, приостановлении и запрещении предпринимательской и иной деятельности, осуществляемой с нарушением законодательства Республики Казахстан, и требовать возмещения экологического ущерба.

Экологическое и другое обязательное страхование

Казахстанское законодательство устанавливает ряд обязательных страховок, которые должны быть оформлены любым субъектом, осуществляющим определенные виды деятельности.

Экологическое страхование

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» (№ 93-III от 13 декабря 2005 года в действующей редакции) любой субъект, осуществляющий экологически опасную деятельность, обязан застраховать риски, связанные с соответствующей деятельностью. Договор обязательного экологического страхования должен покрывать ущерб жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и окружающей среде, причиненный в результате осуществления экологически опасной деятельности и иной деятельности (за исключением выплат за моральный вред, упущенную выгоду и уплату пени).

Согласно пункту 3 «Перечня экологически опасных видов деятельности и иной деятельности», утвержденного приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов № 271 «Об утверждении Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности» от 30 июля 2021 г. к экологически опасным видам деятельности относятся: (i) добыча нефти и природного газа для коммерческих целей, при которой извлекаемая сумма превышает 500 тонн в сутки по нефти и 500 тысяч кубометров в сутки по газу; (ii) хранение нефти, нефтехимической или химической продукции объемом 200 тысяч тонн и более, а также подземные хранилища природного газа с активным объемом хранения более 150 миллионов кубических метров; (iii) деятельность нефтеперерабатывающих заводов (за исключением предприятий, производящих только смазочные материалы из сырой нефти) и объектов газификации; а также (iv) эксплуатация трубопроводов для транспортировки газа, нефти или химических веществ диаметром более 800 миллиметров и (или) протяженностью более 40 километров.

Недропользователь не может осуществлять указанные виды деятельности без оформления обязательного экологического страхования.

Другими направлениями обязательного страхования, которые требуются в соответствии с законодательством Республики Казахстан и применимы к деятельности Компании, являются:

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев объектов повышенной опасности

В соответствии с Законом «О гражданской защите» и Законом Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов,

деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам» (№ 580 II от 7 июля 2004 года, в действующей редакции), компании должны застраховаться от рисков, связанных с действием опасных факторов на их производствах. Опасный производственный фактор – физическое явление, возникающее при авариях, происшествиях на опасных производственных объектах, причинение вреда жизни, здоровью и (или) имуществу третьих лиц.

Страхование работников от несчастных случаев на производстве

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (№ 30-III, от 7 февраля 2005 г., в действующей редакции), с 1 июля 2005 г. все работодатели обязаны страховать работников от несчастных случаев при исполнении ими трудовых (служебных) обязанностей.

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств» (№ 446-II от 1 июля 2003 г., в действующей редакции), гражданско-правовая ответственность владельцев, *среди прочего,* автомобилей, грузовиков, автобусов, микроавтобусов и транспортных средств, автотранспорта и прицепов (полуприцепов) подлежат обязательному страхованию, и любое использование таких транспортных средств без страховки запрещено.

Соблюдение требований по охране труда и технике безопасности

Деятельность Компании регулируется законами и нормативными актами Казахстана, касающимися вопросов безопасности и охраны здоровья, включая отраслевые требования по охране труда и технике безопасности, и регулируется различными государственными органами, в том числе Министерством энергетики, Министерством труда и социальной защиты и Министерством здравоохранения Республики Казахстан.

Помимо «Кодекса о недрах», к таким законам и нормативным актам относятся, в том числе: (a) Закон «О гражданской защите», который устанавливает правила и процедуры, связанные с обязательным декларированием промышленной безопасности; (b) Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и вспомогательным сооружениям и установкам, осуществляющим нефтяные операции» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-13 от 11 февраля 2022 года), и (c) иные нормативные акты, устанавливающие требования промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли.

Законы и правила требуют, чтобы работодатель обеспечивал своих сотрудников надлежащим образом функционирующим и безопасным оборудованием, обучал своих сотрудников требованиям охраны труда и техники безопасности, принимал корпоративные правила охраны труда и техники безопасности, обеспечивал специальную форму и обувь, специальное питание, выполнял периодические медицинские осмотры своих сотрудников, получать периодическую независимую аттестацию оборудования и рабочих площадок, обеспечивал надлежащее страхование своих сотрудников, поддерживал страхование ответственности перед третьими лицами и соблюдал правила пожарной безопасности и санитарно-гигиенические нормы.

Лицензирование услуг добычи, переработки, трубопроводной транспортировки, хранения и недропользования

Закон «О разрешениях и уведомлениях» объединяет и упорядочивает различные положения, касающиеся лицензий, разрешений, согласований и других утверждений правительства.

Закон «О разрешениях и уведомлениях» предусматривает, что бурение скважин на углеродистых отложениях на берегу, в море и внутренних водах, а также эксплуатация магистральных нефтегазопроводов являются лицензируемыми видами деятельности.

Право на разведку и (или) добычу углеводородов предоставляется только на основании контракта на недропользование, заключенного с Компетентным органом.

Лицензия выдается Компетентным органом на неограниченный срок после представления необходимой документации и уплаты пошлины и не подлежит передаче от одного лица (лицензиата) другому.

Действие лицензии может быть приостановлено или прекращено в случае несоблюдения лицензиатом квалификационных требований, включая, помимо прочего, отсутствие квалифицированного персонала или надлежащего оборудования.

Если лицо осуществляет деятельность без лицензии, требуемой в соответствии с Законом о разрешениях и уведомлениях, такое лицо и его руководители подлежат административной и уголовной ответственности.

Антимонопольное регулирование

До сентября 2020 года надзор за субъектами, занимающими доминирующее положение на конкретном рынке (например, на рынке нефти и газа), осуществляли Комитет по регулированию естественных монополий и Комитет естественных монополий. Впоследствии эти обязанности и полномочия были переданы вновь образованному Антимонопольному органу. За Комитетом естественных монополий сохранены обязанности и полномочия по надзору за деятельностью естественных монополий.

Защита конкуренции

Субъект рынка считается занимающим доминирующее положение, если его доля на рынке составляет не менее тридцати пяти процентов, а также при условии, что субъект, в том числе, самостоятельно определяет цену товара и общие условия реализации данного товара на рынке. Критерии не применяются к субъектам рынка с долей рынка более пятидесяти процентов.

Казахстанское законодательство также устанавливает критерии для занятия доминирующего положения группой субъектов рынка. К таким критериям, в частности, относится ситуация, когда совокупная доля рынка размером не менее пятидесяти процентов принадлежит группе, состоящей не более чем из трех субъектов, или если совокупная доля рынка размером не менее семидесяти процентов принадлежит группе из всего четырех субъектов. В этих обстоятельствах каждое предприятие в группе будет считаться занимающим доминирующее положение, если только рыночная доля предприятия не будет равна или меньше пятнадцати процентов.

Экономическая концентрация

Субъекты рынка, желающие охватить или уже охватили определенный рынок, должны получить на это разрешение Антимонопольного агентства или уведомить его об этом. Режим предварительного одобрения или уведомления зависит от вида экономической концентрации (охвата рынка) и приобретаемых прав или долей, таких как акции (доля участия в уставном капитале, паи), основные средства, нематериальные активы или имущественные права.

Разрешение Антимонопольного агентства потребуется после приобретения лицом (или группой лиц) акций с правом голоса в рыночном субъекте, где это лицо (или группа лиц) получает право распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами таких акций, если до такого приобретения это лицо (или группа лиц) не владело акциями субъекта рынка или владело пятьюдесятью или менее процентами голосующих акций в уставном капитале субъекта рынка. Это, однако, не распространяется на создание новой компании.

Любая сделка, совершенная в рамках одной группы лиц, не считается экономической концентрацией и как таковая не требует одобрения или уведомления Антимонопольного агентства.

Как правило, покупатель, приобретающий акции, основные средства, нематериальные активы или соответствующие права, обязан получить предварительное одобрение Антимонопольного агентства. Неполучение согласования может привести к административному штрафу, признанию сделки недействительной, а также признанию недействительной государственной регистрации (перерегистрации) субъекта рынка или прав на недвижимое имущество в результате иска от Антимонопольного органа.

Участие государства в хозяйственной деятельности

Государство осуществляет предпринимательскую деятельность путем создания государственных предприятий и (или) прямого или косвенного участия в уставном капитале юридических лиц.

Государство вступает в предпринимательскую деятельность в целях обеспечения национальной безопасности, обороны государства или общественных интересов, использования и содержания объектов стратегического назначения, находящихся в государственной собственности, осуществления деятельности в сфере государственной монополии, в связи с отсутствием конкуренции или неразвитостью конкуренции на соответствующем товарном рынке, а в иных случаях там, где это прямо предусмотрено казахстанским законодательством. Юридические лица, в которых государству принадлежит более пятидесяти процентов акций, осуществляют деятельность, включенную в перечень, утвержденный Постановлением Правительства № 1095 от 28 декабря 2015 года. Если деятельность юридических лиц, в которой государству или его аффилированным лицам принадлежит свыше пятидесяти процентов акций, должна быть расширена и (или) изменена, для этого потребуется предварительное согласие Антимонопольного агентства.

Естественные монополии и ценовое регулирование

Правительство может регулировать цены в отношении участников Компании, являющихся казахстанскими компаниями, если такие компании имеют статус естественной монополии или занимают доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО классифицируется как естественный монополист, и подлежит тарифному регулированию Комитетом естественных монополий. Такое тарифное регулирование применяется в части регулирования транспортировки нефти и (или) нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, хранения, транспортировки товарного газа по соединительным, магистральным газопроводам и (или) газораспределительным системам, эксплуатации групповых резервуарных сооружений, а также транспортировки сырого газа по соединительным трубопроводам, за исключением хранения, транспортировки товарного газа в целях транзита по территории Казахстана и экспорта за его пределы.

В мае 2014 года Договор о ЕАЭС подписали государства-члены ЕАЭС, в том числе Казахстан. Глава XX (Энергетика) Договора о ЕАЭС посвящена вопросам сотрудничества государств-членов в сфере энергетики, проводит формирование общего рынка газа и предоставление доступа к услугам естественных монополий в электроэнергетике в государствах-членах в соответствии с едиными принципами, условиями и правилами в ЕАЭС. В соответствии с Договором о ЕАЭС Высший Евразийский экономический совет в мае 2016 года утвердил концепцию формирования общего рынка газа ЕАЭС, а в декабре 2018 года - программу формирования общего рынка газа ЕАЭС. В настоящее время по завершении мероприятий программы формирования общего рынка газа Союза предполагается заключение межправительственного соглашения об общем рынке газа в 2022 году, а с 1 января 2025 года ожидается начало работы в полном объеме общего рынка газа. Формирование общего рынка газа государствами-членами ЕАЭС может повлиять на вопросы, связанные с торговлей газом в Казахстане и деятельностью Компании.

Выбор права

Если законодательством не установлено иное, стороны сделки могут выбрать любое применимое (иностранное) право, которое будет регулировать такую сделку, при условии, что хотя бы одна из таких сторон является иностранной стороной и соблюдены императивные нормы законодательства Республики Казахстан, применимые к рассматриваемой сделке.

Казахстанское законодательство требует, чтобы все контракты на недропользование регулировались материальным законодательством Казахстана.

Арбитражное право

Если стороны не договорились об ином и с учетом законодательных ограничений, если стороны не могут разрешить свой спор, вытекающий из и (или) в связи с их соответствующим договором, они должны передать такой спор в соответствующий казахстанский суд.

В соответствии с «Законом об Арбитраже» третейские суды не вправе рассматривать споры между казахстанскими физическими и (или) юридическими лицами, с одной стороны, и органами государственной власти, государственными предприятиями, а также юридическими лицами, в которых государство прямо или косвенно владеет не менее 50% голосующих акций (долей участия в уставном капитале), с другой стороны, без согласия уполномоченного органа соответствующей отрасли (в отношении республиканской собственности) или местных исполнительных органов (в отношении муниципальной собственности). Государственные органы, государственные предприятия, а также юридические лица (например, Компания), в которых 50% и более голосующих акций (долей участия в уставном капитале) прямо или косвенно принадлежат государству, намереваясь заключить арбитражное соглашение, должны направить в уполномоченный орган соответствующей отрасли (или местный исполнительный орган) запрос о даче согласия на заключение такого арбитражного соглашения с указанием предполагаемых расходов на арбитражное разбирательство. При рассмотрении запроса уполномоченный орган (или местный исполнительный орган) должен учитывать экономическую безопасность и интересы государства. Для Компании уполномоченным органом соответствующей отрасли является Министерство энергетики.

При выборе арбитражного учреждения стороны свободны выбрать казахстанские (например, Международного арбитражного центра («**МАЦ**») в Международном финансовом центре «Астана» ((«**МФЦА**»), Арбитражного центра Национальной палаты предпринимателей «Атамекен» и др.) или международные арбитражные учреждения (например, Лондонский международный арбитражный суд, Арбитражный суд Международной торговой палаты (ICC) и др.).

Арбитраж в Международном арбитражном центре

МФЦА — финансовый хаб в г. Астана (Казахстан), официально запущенный в 2018 году и имеющий особый правовой режим. МАЦ функционирует на территории МФЦА и призван обеспечить независимую, экономичную и оперативную альтернативу судебному разбирательству, работающую в соответствии с самыми высокими международными стандартами разрешения гражданских и коммерческих споров в МФЦА. Стороны могут договориться о том, чтобы МАЦ управлял их арбитражем в соответствии с Регламентом МАЦ по арбитражу и посредничеству, Арбитражным регламентом ЮНСИТРАЛ или *специальным* арбитражным регламентом, и администрировать их посредничество в соответствии с Регламентом по арбитражу и посредничеству МАЦ или *специальным* регламентом для посредничества. Стороны спора могут предусмотреть иные формы альтернативного разрешения спора.

Коллегия арбитров МАЦ состоит из более чем сорока профессионалов из более чем десяти разных стран, включая Австрию, Грецию, Индию, Италию, Литву, Пакистан, Россию, США, Объединенные Арабские Эмираты, Украину и другие.

Срок давности судебного разбирательства

Срок исковой давности для общего гражданского судопроизводства составляет три года с даты, когда лицо узнало или должно было узнать о нарушении. Срок исковой давности по требованиям, связанным с причинением вреда окружающей среде, установленный «Экологическим кодексом», составляет тридцать лет со дня причинения вреда. Это ограничение не распространяется на надзорные производства, уголовные или административные преследования в связи с нарушениями экологических требований, на которые распространяются отдельные сроки исковой давности.

Трудовые отношения

Любые трудовые отношения между работниками и их работодателем регулируются «Трудовым кодексом», трудовыми договорами и коллективными договорами (при их наличии).

Граждане Казахстана, а также иностранцы могут быть трудоустроены в Казахстане. Для трудоустройства иностранцев необходимо сначала получить соответствующее разрешение на работу. В соответствии с Законом о занятости населения» в целях защиты внутреннего рынка труда Правительство ежегодно устанавливает соответствующую квоту на трудоустройство иностранцев в Казахстане, а именно:

- квота на трудоустройство иностранца по видам экономической деятельности (например, строительство, образование, здравоохранение, добыча полезных ископаемых и т. д.);
- квота на трудоустройство иностранца по стране происхождения при наличии международных договоров о сотрудничестве в сфере трудовой миграции и социальной защиты трудящихся-мигрантов, ратифицированных Республикой Казахстан; а также
- квоты на трудоустройство иммигрантов.

Трудовой договор может быть заключен на неопределенный или определенный срок. Фиксированный срок должен быть не менее одного года, если работник не принят на работу: (a) на срок для выполнения определенной работы (например, по конкретному проекту), (b) для замены временно отсутствующего работника, (c) на сезонные работы, или (d) в сроки, установленные законодательством Республики Казахстан для осуществление трудовой деятельности иностранными работниками, прибывающими для самостоятельной занятости на основании разрешений, выданных местным исполнительным органом на привлечение иностранного работника, или разрешений, выданных трудовому иммигранту органами внутренних дел.

Продление срочного трудового договора, заключенного не менее чем на один год, не может быть более двух раз. Продление срочного трудового договора, заключенного не менее чем на один год, не может быть более двух раз. Любое дальнейшее продление считается продлением на неопределенный срок.

В трудовом договоре может быть установлен испытательный срок, который не может превышать трех месяцев. Для первых руководителей и их заместителей, главных бухгалтеров и их заместителей, директоров филиалов и представительств испытательный срок может составлять шесть месяцев.

Стандартная продолжительность рабочего времени не должна превышать сорока часов в неделю. Стандартная рабочая неделя составляет пять дней с двумя выходными.

Сверхурочная работа не должна превышать двух часов в день для каждого работника, а сверхурочная работа в опасных и (или) вредных условиях - не более одного часа. Общая продолжительность сверхурочной работы не может превышать двенадцати часов в месяц и ста двадцати часов в год.

Допускается работа вахтовым методом, если этого требует характер рабочего процесса. Однако продолжительность рабочей недели должна соответствовать указанным выше ограничениям. Сотрудник не может работать две смены подряд.

Ежегодный оплачиваемый отпуск составляет не менее двадцати четырех календарных дней. Работникам, работающим в тяжелых, опасных и (или) вредных условиях, а также инвалидам (1 и 2 группы) предоставляются дополнительные дни отпуска.

Как правило, трудовой договор может быть расторгнут:

- по взаимному согласию;
- по истечении срока трудового договора;
- по инициативе работника; или же
- по инициативе работодателя.

Заключение коллективного договора не является обязательным.

В 2020 году в «Трудовой кодекс» были внесены поправки, регулирующие использование заемного труда (аутстаффинга). Одним из немногих существенных изменений, внесенных поправками, стали обязанность агентства по аутстаффингу оформлять обязательное страхование ответственности работодателя в отношении заемного персонала в соответствии с классом риска клиента (принимающей организации) и требование о том, чтобы базовая заработная плата (без учета бонусов и надбавок) внештатного персонала должна быть равна базовой заработной плате сотрудников принимающей организации, занимающих ту же должность. Эти и другие изменения, внесенные поправками, увеличили стоимость использования заемного труда.

Работодатель должен иметь обязательное страхование от несчастных случаев на производстве. Невыполнение этого требования может повлечь наложение административного штрафа на такого работодателя.

Правила закупок Самрук-Казына

В соответствии с «Законом о Фонде национального благосостояния» Компания не подпадает под действие общих правил государственных закупок (установленных Законом о государственных закупках) и осуществляет свои закупки в соответствии с Положением о закупках Самрук-Казына.

Действующее Положение о закупках Самрук-Казына было принято 3 марта 2022 года по поручению Президента Казахстана и вступило в силу 1 апреля 2022 года. В целом они аналогичны правилам государственных закупок и предусматривают обязательные процедуры закупки товаров, работ и услуг Самрук-Казына и компаний, в которых Самрук-Казына имеет 50% доли участия или более прямое или косвенное владение. В соответствии с Положением о закупках Самрук-Казына выбор поставщика осуществляется следующими способами: тендер; запрос ценовых предложений, через электронный магазин, из одного источника, через товарные биржи, в рамках межхолдингового сотрудничества.

Закупка отдельных ограниченных категорий товаров, работ и услуг, а также товаров, работ и услуг, предоставляемых компаниями группы Самрук-Казына, осуществляется в определенных случаях и проводится из одного источника без проведения конкурсных процедур.

Подробный порядок проведения различных видов закупок установлен Стандартом закупок Самрук-Казына, принятым 30 декабря 2021 года и вступившим в силу 1 января 2022 года. Некоторые льготы, такие как условные скидки и освобождение от требования предоставления обеспечения, установленные Стандартом закупок Самрук-Казына для производителей

отечественных товаров, работ и услуг при закупках недропользователями-членами Группы, перестали применяться с 1 января 2021 года в связи с истечением переходного периода по международным обязательствам Казахстана. Самрук-Казына осуществляет общий надзор за соблюдением Положения о закупках Самрук-Казына.

ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА КАЗАХСТАНА

Ниже приводится краткий обзор основной информации об акционерном капитале Компании, включая описание определенных прав держателей Акций, действующих на дату настоящего Проспекта.

Акционерный капитал

Компания была образована в феврале 2002 года с первоначальным акционерным капиталом в размере 47 874,0 миллионов. тенге, вклад в который был сделан передачей Компании 14 561 629 Акций АО «Казахойл» номинальной стоимостью 1 000 тенге за акцию и 333 119 985 простых акций ЗАО «НК Нефти» и «Gas Transport» номинальной стоимостью 100 тенге за акцию. 7 августа 2002 г. Компания зарегистрировала свой акционерный капитал в размере 48 874,0 миллионов. тенге, включая дополнительный взнос в размере 1,0 миллионов. тенге денежными средствами, состоящий из 95 747 255 простых акций разной номинальной стоимостью.

В 2004, 2005 и 2006 годах акционерный капитал Компании был увеличен в результате выпуска новых Акций в пользу правительства в обмен на денежные взносы, что было частично компенсировано некоторыми суммами, причитающимися правительству, и расходами, понесенными правительством, а также путем передачи Акций некоторых государственных предприятий Компании. 28 января 2006 г. государственные Акции Компании были переданы предшественнику фонда Самрук-Казына «Казахский холдинг по управлению государственным имуществом», который впоследствии объединился с «Фондом устойчивого развития «Казына» и образовал Самрук-Казына. Самрук-Казына является акционером, владеющим контрольным пакетом акций Компании и, в свою очередь, полностью принадлежит государству. 7 августа 2015 года НБК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, что составляет 10 процентов плюс одна Акция Компании от Самрук-Казына. С августа 2015 года доля владения НБК снизилась примерно до 9,58% Акций Компании по состоянию на дату настоящего Проспекта.

По состоянию на 30 июня 2022 года акционерный капитал Компании составлял 916 540,5 миллионов тенге и представлены разной номинальной стоимостью (смотрите ниже). Все Акции Компании выпущены и находятся в обращении.

Количество акций выпущенных и оплаченных, включая	**610 119 493**
Номиналом 27 726, 63 тенге	137 900
Номиналом 10 000 тенге	20 719 604
Номиналом 5 000 тенге	59 707 029
Номиналом 2 500 тенге	71 104 187
Номиналом 2 451 тенге	1
Номиналом 1 000 тенге	1
Номиналом 921 тенге	1
Номиналом 858 тенге	1
Номиналом 838 тенге	1
Номиналом 704 тенге	1
Номиналом 592 тенге	1
Номиналом 500 тенге	458 450 766
Акционерный капитал (в тысячах тенге)	**916 540 545**

Акции Компании находятся в бездокументарной форме. Владение акциями Компании подтверждается выпиской из реестра акционеров Компании. KCD, как это определено и описано в Разделе «*Описание акционерного капитала и применимого казахстанского законодательства – Передача Акции*»), является единственным лицом, которое вправе вести реестры акционеров частных компаний, зарегистрированных в Казахстане, контрольный пакет

акций принадлежит НБК. Адрес АО «Центральный депозитарий ценных бумаг»: 050051, Республика Казахстан, г. Алматы, дом 28, жилой комплекс Самал-1.

Обзор Устава

Устав

Устав Компании был одобрен Самрук-Казына в качестве единственного владельца всех голосующих акций Компании на 22 апреля 2016 года. Последние внесенные изменения в Устав были приняты 13 июля 2020 года и на дату настоящего Проспекта, Акционеры Компании находятся в процессе внесения некоторых других поправок в Устав в отношении компетенции Общего собрания Акционеров, Совета директоров и Правления. Решение Правления Продающего акционера, одобрившее поправки, было утверждено 27 октября 2022 года, и некоторые другие корпоративные утверждения ожидаются. Описание предлагаемых изменений приведено в сносках к компетенции соответствующих органов корпоративного управления согласно действующему Уставу, описанной в настоящем документе. Смотрите «*ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО КАЗАХСТАНА – Общие собрания*», «*ДИРЕКТОРЫ, РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ – Совет директоров и – Правление*».

Права на акции

В соответствии с положениями Закона об акционерных обществах и без ущерба для каких-либо прав, связанных с существующими акциями, Компания может выпускать акции и другие ценные бумаги. Устав позволяет Компании выпускать только простые акции.

Права, предоставляемые Акциями, и изменение прав

Закон об АО предусматривает два типа акций: простые и привилегированные. Каждый тип обладает определенными правами, изложенными в Законе об АО. Действие этих прав может быть расширено уставом компании (хотя устав компании не предусматривает расширение действия таких прав), но не может быть ограничено.

Владелец простой акции имеет право на:

- участие в управлении акционерным обществом в порядке, предусмотренном Законом об АО и (или) Уставом акционерного общества;
- получение дивидендов;
- получение информации о деятельности компании, в том числе самостоятельное знакомство с бухгалтерской отчетностью акционерного общества в порядке, установленном общим собранием акционеров или уставом акционерного общества;
- получение выписок из центрального депозитария или от номинального держателя, подтверждающих право собственности акционера на ценные бумаги;
- предложение общему собранию акционеров кандидатов для избрания в совет директоров;
- оспаривание в суде решений, принятых органами акционерного общества;
- направление акционерному обществу письменных запросов на предоставление информации о его деятельности и получение от акционерного общества обоснованного ответа в течение 30 календарных дней с даты подачи такого запроса;
- получение части имущества акционерного общества в случае его ликвидации;

- осуществление преимущественного права покупки акций или иных ценных бумаг, конвертируемых в акции акционерного общества, в порядке, установленном Законом об АО;

- участие в принятии решения общим собранием акционеров об изменении количества или типа акций в порядке, установленном Законом об АО; а также

- если такой акционер или группа акционеров владеет 5 процентами или более голосующих акций акционерного общества, право на:

    - обращение в суд с иском о возмещении в пользу акционерного общества убытков, причиненных должностными лицами акционерного общества, а также о возврате акционерному обществу, должностными лицами и (или) их аффилированными лицами прибыли (дохода), полученной ими в результате принятия решения о заключении крупных сделок и (или) сделок, в совершении которых имеется заинтересованность;

    - предложение совету директоров акционерного общества о внесении дополнительных вопросов в повестку дня общего собрания акционеров; а также

    - получение информации по итогам года о размере вознаграждения каждого члена совета директоров и (или) правления в порядке, установленном Законом об акционерных обществах».

В дополнение к вышеизложенному, акционер, владеющий контрольным пакетом акций, которым является любой акционер или группа акционеров, представляющие не менее 10 процентов голосующих акций (индивидуально или коллективно, в зависимости от обстоятельств) («**Акционер, владеющий контрольным пакетом акций**»), имеет право на:

- требование созыва внеочередного общего собрания акционеров или обращение с иском в суд в случае отказа совета директоров в созыве общего собрания акционеров;

- требование о созыве заседания совета директоров акционерного общества; а также

- требование проведения аудита акционерного общества за счет соответствующего акционера, владеющего контрольным пакетом акций.

Права голоса

С учетом любых прав или ограничений, предоставленных любым типам акций Уставом или Законом об АО или в соответствии с ними, каждый владелец голосующих акций, присутствующий на собрании акционеров лично или через уполномоченного представителя, должен иметь:

- один голос по всем процессуальным вопросам, решаемым на общем собрании акционеров; а также

- один голос на каждую полностью оплаченную акцию, владельцем которой является такое лицо, по всем существенным вопросам, решаемым на общем собрании акционеров (за исключением избрания директоров, когда количество голосов, которыми обладает такой владелец, равно количеству полностью оплаченных акций, держателем которых является такое лицо, умноженное на количество директоров, избираемых на таком собрании) (Смотрите «—*Совет директоров*»).

Решение акционеров в письменной форме не имеет силы без кворума, для чего требуется присутствие лиц, владеющих 50% или более голосующего акционерного капитала Компании

или, в случае перенесенного собрания, созванного из-за отсутствия 50% кворума, лица, владеющие 40% или более голосующего акционерного капитала Компании.

Дивиденды и другие распределяемые выплаты

Законом об АО и Уставом установлен общий порядок определения дивидендов, выплачиваемых Компанией своим акционерам. Чистый доход Компании распределяется в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан, Уставом и Кодексом корпоративного управления. Дивидендная политика Компании утверждена общим собранием акционеров 27 октября 2022 г. (Смотрите «*Дивидендная политика*»).

В соответствии с положениями Закона об АО Компания может решением, принятым простым большинством акционеров, присутствующих и участвующих в голосовании на общем собрании акционеров, объявить дивиденды по акциям. В соответствии с Законом об АО общее собрание акционеров может объявить годовые, полугодовые или квартальные дивиденды по простым акциям только после проведения аудита финансовой отчетности Компании за соответствующий период. В соответствии с Законом об АО Компания может распределять дивиденды по акциям только в том случае, если Компания имеет чистую прибыль.

Закон об АО запрещает выплату дивидендов по акциям, если:

- остаток собственного капитала Компании отрицательный или стал бы отрицательным в результате такой выплаты;
- Компания демонстрирует или выплата дивидендов приведет к тому, что Компания продемонстрирует признаки неплатежеспособности; или же
- в случаях, предусмотренных Законами Республики Казахстан «О банках и банковской деятельности в Республике Казахстан», «О страховой деятельности» и «О рынке ценных бумаг».

Список акционеров, имеющих право на получение дивидендов, составляется на дату, предшествующую дате выплаты дивидендов. Если Компания задерживает выплату дивидендов по акциям, то она уплачивает акционеру дополнительные проценты. Сумма таких процентов начисляется в соответствии с базовой ставкой, установленной НБК на дату выплаты соответствующей непогашенной суммы. Закон об акционерных обществах предусматривает, что право акционера на получение дивидендов не теряет силу.

В случае получения Компанией письменного согласия акционера, то она вправе выплатить дивиденды по таким акциям в виде выпущенных Компанией акций или облигаций (но не в виде иных ценных бумаг). Закон об акционерных обществах разрешает держателю акций с невыплаченным дивидендом получить такой невыплаченный дивиденд после того, как такой владелец продаст или иным образом передаст акции третьему лицу, если это прямо предусмотрено соглашением о передаче акций. Смотрите также, «*Дивидендная политика*».

Выплаты акционерам при ликвидации

В случае ликвидации имущество акционерного общества, оставшееся после удовлетворения требований кредиторов, распределяется между акционерами в следующей очередности:

- *во-первых* – оплата акций, подлежащих выкупу в соответствии с «Законом об акционерных обществах»;
- *во-вторых* – выплаты начисленных и невыплаченных дивидендов по привилегированным акциям; а также
- *в-третьих* – выплаты начисленных и невыплаченных дивидендов по простым акциям.

Оставшееся имущество акционерного общества распределяется между владельцами акций пропорционально количеству принадлежащих им акций с учетом требования Закона об акционерных обществах о приоритете выплат более высокого приоритета над выплатами более низкого приоритета.

Конвертируемые ценные бумаги

Закон об АО и Устав разрешают Компании выпускать только простые акции. Простые акции не могут быть конвертированы в какую-либо другую ценную бумагу или инструмент.

Неоплаченные и выкупленные акции

Закон об АО гласит, что до тех пор, пока акции не будут полностью оплачены, размещение акции не допускается, и компания не должна давать указание о зачислении акции на лицевой счет претендующего -приобретателя. Вместо этого, акция зачисляется на лицевой счет самой компании в центральном депозитарии. Акции, выкупленные компанией, зачисляются на другой специальный счет компании в центральном депозитарии. Дивиденды не начисляются и не подлежат выплате по неразмещенным акциям или акциям, выкупленным Компанией, а также такие акции не учитываются при определении кворума и не предоставляют права голоса.

Передача акций

Для передачи акции акционер (или его представитель) должен подписать письменное распоряжение и представить его в центральный депозитарий или доверенному лицу для исполнения или, в качестве альтернативы, дать соответствующие электронные инструкции, разрешенные законом. Центральный депозитарий или номинальный держатель исполнит распоряжение о продаже, объединив его с распоряжением на покупку, подписанным покупателем (или его представителем), и *наоборот*. Все сделки с акциями должны быть зарегистрированы путем внесения записей в соответствующие лицевые счета в системе реестра или в книге номинального держателя. Право собственности на акцию переходит в момент регистрации сделки (если у каждой стороны сделки нет другого номинального держателя, в этом случае право собственности переходит в момент регистрации сделки на счетах каждого соответствующего номинального держателя откртых в KCD. Выписка из лицевого счета акционера в системе реестров или книги номинального держателя является свидетельством законного права этого владельца на акцию. KCD или номинальный держатель могут отказать в регистрации сделки, если представленные документы не соответствуют требованиям законодательства. Кроме того, НБК вправе (уведомив об этом соответствующего эмитента и Казахстанский центральный депозитарий) приостановить торги ценными бумагами путем блокировки всех или отдельных лицевых счетов в реестре или системах номинального держателя в случае нарушения требований законодательства, устанавливающих следующее: (i) права и интересы инвесторов при приобретении ценных бумаг; или (ii) условия и процедуры торговли ценными бумагами.

Выплата, как правило, осуществляется в центральный депозитарий или уполномоченному лицу за регистрацию передачи в соответствии с договорными условиями.

Самрук-Казына

Часть акций Компании, которые принадлежат и останутся у Самрук-Казына после выхода Предложения, включена в перечень стратегических активов, утвержденный Постановлением Правительства от 30 июня 2008 года № 651. Таким образом, согласно Закону о государственном имуществе, в случае отчуждения таких акций, определенных как стратегические объекты, государство будет иметь преимущественное право их приобретения. В случае отказа государства от своего преимущественного права, Самрук-Казына сможет отчуждать свои акции (или их часть) третьим лицам. Постановлением Правительства от 5 ноября 2022 года №876 и Поставнолением Правительства от 30 июня 2008 года № 651 была

дополнена часть Акций Компании, которая рассматривается как стратегический объект в размере 75%.

Во избежание сомнений, Акции, предлагаемые к продаже по Предложению, не включены в список стратегических активов. Следовательно, на их продажу не распространяется преимущественное право государства.

Изменение уставного капитала

Компания может время от времени, большинством в три четверти от общего числа голосующих акций Компании (но не иным способом), увеличить свой акционерный капитал. Совет директоров Компании вправе размещать акции в пределах разрешенного объявленного количества акций. В решении о размещении акций необходимо указать количество, цену и способ размещения акций.

Обратный выкуп акций

В соответствии с Законом об АО и Законом о рынке ценных бумаг Казахстана, и без ущерба для каких-либо соответствующих особых прав, закрепленных за любым типом акций, Компания вправе приобретать свои собственные акции любым способом и по любой цене (как по *номинальной стоимости,* так и иным образом). Такие акции будут зачислены на счет Компании в KCD.

Компания не может приобретать свои акции, которые размещаются в ходе первичного предложения. Любая покупка Компанией должна осуществляться с согласия соответствующего акционера с использованием метода оценки, который был предварительно одобрен учредительным собранием или изменен общим собранием акционеров (за исключением покупки, которая осуществляется через фондовую биржу путем открытой торговой сделки). При определенных обстоятельствах, предусмотренных Законом об АО, и при соблюдении определенных условий, изложенных в Законе об АО, Компания обязана выкупить акции, принадлежащие акционеру, в течение 30 дней с момента получения надлежащим образом оформленного требования от такого акционера.

В обоих случаях доля выкупаемых Компанией акций не может превышать 25% от общего количества размещенных акций Компании, при этом цена приобретения таких акций не может превышать 10 процентов от размера собственного капитала Компании.

Права преимущественного приобретения акций

В соответствии с Законом об акционерных обществах любой акционер Компании имеет право -преимущественного приобретения вновь размещенных акций Компании (включая акции нового выпуска или акции, ранее выкупленные Компанией). Владельцы акций имеют права преимущественного -приобретения акций или ценных бумаг, конвертируемых в акции, а владельцы привилегированных акций имеют права преимущественного приобретения привилегированных акций.

В течение 10 календарных дней с момента, когда Компания приняла решение о размещении определенного количества акций, она должна сделать предложение каждому существующему акционеру (как путем предоставления письменного уведомления, так и путем публикации на казахском и русском языках на интернет-ресурсе депозитария финансовой отчетности) о приобретении акций в количестве, *пропорциональном* его пакету акций, по цене размещения, установленной Компанией. Далее у каждого акционера будет 30 календарных дней с даты предоставления такого уведомления или публикации, чтобы подать заявление на приобретение акций (т.е. осуществить свое право преимущественного приобретения акций). По истечении данного срока право на подачу заявления прекращается. В случае подачи акционером заявления о приобретении акций, у него будет 30 календарных дней с даты подачи заявления

для оплаты приобретаемых акций, если иное не предусмотрено Уставом. Если по истечении данного срока оплата не будет произведена, заявление считается недействительным.

Закон об АО предусматривает, что размещение (реализация) акций или иных ценных бумаг, конвертируемых в простые акции, может осуществляться без применения преимущественного права, если (1) принято решение об этом общим собранием акционеров; или (2) если это предусмотрено уставом акционерного общества. На дату составления настоящего Проспекта решения общего собрания акционеров Компании и положения Устава Компании, предусматривающего лишение акционеров преимущественного права приобретения размещаемых акций Компании, не имеется.

Общие собрания

Совет директоров Компании обязан созывать и Компания должна проводить общие собрания (в том числе ежегодные и внеочередные общие собрания) в соответствии с требованиями Закона об АО. Совет директоров Компании может созывать общие собрания в такое время, которое он установит. Кроме того, внеочередное общее собрание может быть созвано по письменному требованию акционера, владеющего контрольным пакетом акций.

Совет директоров Компании не может по собственной инициативе вносить изменения в повестку дня или предлагать порядок проведения общего собрания по требованию акционера, владеющего контрольным пакетом акций. Однако совет директоров Компании вправе по своему усмотрению включать в повестку дня дополнительные вопросы. Акционеры вправе получать уведомления о проведении любого общего собрания не менее чем за 30 дней (или, в случае проведения заочного собрания и при смешанном голосовании, за 45 дней).

Общее собрание акционеров обладает исключительной компетенцией в области решения отдельных вопросов, включая: *помимо прочего*, следующее:

(1) внесение изменений в Устав или утверждение Устава в новой редакции;

(2) утверждение Кодекса корпоративной этики и изменений к нему;

(3) добровольная реорганизация или ликвидация Компании;

(4) принятие решения об увеличении количества объявленных акций Компании или изменении вида неразмещенных объявленных акций Компании;

(5) определение порядка, условий и общего количества Акций Компании или иных ценных бумаг, конвертируемых в обыкновенные акции, размещаемых (реализуемых) без применения преимущественного права;

(6) определение количественного состава и срока полномочий счетной комиссии, избрание ее членов и досрочное прекращение их полномочий;

(7) определение количественного состава, срока полномочий Совета директоров, избрание его членов и досрочное прекращение их полномочий, определение размеров и условий вознаграждения и компенсации расходов членам Совета директоров за выполнение их обязанностей, а также утверждение положения о Совете директоров;

(8) назначение (избрание) и досрочное прекращение полномочий Председателя Правления Компании;

(9) утверждение годовой финансовой отчетности Компании;

(10) принятие решения о выплате дивидендов по простым акциям и утверждение размера дивидендов в расчете на одну простую акцию Компании либо принятие решения о невыплате дивидендов;

(11) принятие решения о добровольном исключении акций Компании из котировального списка;

(12) принятие решения о заключении Компанией крупной сделки (сделок), в результате которой Компания приобретает или отчуждает (может приобретать или отчуждать) имущество, стоимость которого составляет пятьдесят и более процентов от общей балансовой стоимости активов[12] Компании;

(13) принятие решения о заключении Компанией крупной сделки между аффилированными лицами в соответствии с Законом об АО, за исключением сделки с компаниями, входящими в группу Самрук-Казына;

(14) утверждение методики и внесение изменений в методику определения стоимости акций при их выкупе Компанией на внебиржевом рынке ценных бумаг в соответствии с Законом;

(15) утверждение порядка распределения дивидендов; и

(16) иные вопросы, принятие решения по которым отнесено к компетенции Общего собрания акционеров в соответствии с законодательными актами Республики Казахстан и (или) Уставом.

Вопросы, о которых говорится в пунктах 2, 3, 4, 5 и 14 основных пунктов выше, требуют одобрения квалифицированным большинством (т.е. тремя четвертями) от общего количества голосующих акций.

По вопросам внутренней организации Компании общее собрание акционеров вправе отменить любое решение, принятое иным органом управления Компании.

Подробную информацию смотрите в *«Совет директоров, Правление и Корпоративное управление – Акционеры»*.

Совет директоров

Более подробную информацию Смотритев Разделе «*Совет директоров, Правление и корпоративное управление – Совет директоров*».

Правление и Председатель Правления

Члены Правления назначаются советом директоров Компании на срок, установленный советом директоров Компании. Председателя Правления (генерального директора) назначают акционеры Компании. Правление занимается повседневной деятельностью Компании. Правление вправе принимать решения по любым вопросам, связанным с деятельностью Компании, которые в соответствии с Законом об АО, другими законодательными актами Республики Казахстан или Уставом не относятся к компетенции иных органов или должностных лиц Компании.

Более подробную информацию Смотритев Разделе *«Совет директоров, Правление и корпоративное управление – Правление»*.

Заработная плата Директоров

Заработная плата членов совета директоров Компании определяется на общем собрании акционеров.

---

[12] Изменения в Устав, утвержденные Правлением Продающего акционера 27 октября 2022 года, предусматривают изменение «пятьдесят и более процентов» на критерий «двадцать и более процентов».

Допустимые доли участия Директоров

Директор Компании не может принимать участия в голосовании по какой-либо сделке между связанными сторонами, которую предлагают заключить Компании, если:

- такой директор является одной из сторон сделки либо участвует в сделке в качестве представителя или посредника; или же
- такой директор является аффилированным лицом юридического лица, которое является одной из сторон сделки, либо такое юридическое лицо участвует в сделке в качестве представителя или посредника.

Раскрытие информации о доли участия в акционерном капитале

Список акционеров, имеющих право на участие в собрании акционеров, а также право на голосование на собрании, составляется KCD на основании сведений, представленных в реестре акционеров Компании. Однако любой акционер, владеющий акциями посредством номинального держателя акций или личность которого не раскрывается Казахстанскому центральному депозитарию, не имеет права голоса на собрании акционеров.

Кроме того, любое лицо, приобретающее 10 или более процентов голосующих акций Компании или иным образом подпадающее под определение аффилированного лица, предусмотренного статьей 64 Закона об АО, считается аффилированным лицом Компании и должен предоставить Компании данные о себе, а также информацию о своих аффилированных лицах. Информация о личности такого лица и его аффилированных лиц не является конфиденциальной.

Кроме того, после Предложения и Допуска акций Компании на AIX Компания станет подотчетной организацией для целей Бизнес правил AIX, и, следовательно, эти правила будут применяться как к Компании, так и к ее директорам и акционерам. По Бизнес правилам AIX любой акционер должен подать отчет в AIX, Astana Financial Services Authority и Компанию в случае, если такой акционер приобретает или прекращает владеть более чем 5% голосующих акций Компании и любого последующего увеличения или уменьшения доли участия не менее чем на 1%.

Сделки со связанными сторонами

В соответствии с Законом об АО сделка со связанными сторонами означает сделку, в которой (a) аффилированное лицо компании либо (i) является одной из сторон такой сделки, либо (ii) участвует в сделке в качестве представителя или посредника, либо (b) аффилированным лицом компании является аффилированное лицо юридического лица, которое либо (i) является одной из сторон такой сделки, либо (ii) участвует в сделке в качестве представителя или посредника. Закон об АО исключает отдельные виды сделок из определения сделки со связанными сторонами (такой, например, как приобретение акционером акций компании или иных ценных бумаг либо выкуп компанией размещенных акций компании). В соответствии с Законом об АО сделки со связанными сторонами должны быть одобрены большинством незаинтересованных в совершении сделки членов совета директоров Компании или, в случае заинтересованности всех директоров Компании, решением собрания акционеров, приняты: (a) большинством незаинтересованных в совершении сделки акционеров; или (b) простым большинством от общего числа голосующих акций Компании, если в этом заинтересованы все директора и все акционеры.

Обязательные предложения

В соответствии с Законом об АО лицо, действующее самостоятельно или совместно со своими аффилированными лицами, приобретает:

- 30 или более процентов голосующих акций Компании; или же

- любое другое количество голосующих акций Компании, если в результате такого приобретения такое лицо единолично или совместно со своими аффилированными лицами будет владеть 30 (тридцатью) или более процентами голосующих акций Компании,

должен сделать предложение оставшимся акционерам о выкупе принадлежащих им акций по рыночной цене, которая определяется приобретателем на основании принципов, предусмотренных Законом об АО. Любое невыполнение приобретателем такого предложения приведет к тому, что приобретатель будет обязан (i) сократить свою долю акций как минимум до 29 (двадцати девяти) процентов и (ii) воздерживаться от любых действий, которые могли бы повлиять на руководство или политику компании, и (или) любое голосование на основе этих акций до тех пор, пока эти акции, от части превышающие 29%, не будут отчуждены неаффилиированному лицу. В соответствии с Предпринимательским кодексом любое лицо, действующее единолично или совместно со своими аффилированными лицами, желающее приобрести более 50 (пятидесяти) процентов голосующих акций Компании, должно получить предварительное согласие Антимонопольной службы.

Правила принудительного выкупа акций

В соответствии с Законом об АО любое лицо, действующее единолично или совместно со своими аффилированными лицами, приобретает:

- 95 или более процентов голосующих акций компании; или
- иное количество голосующих акций, в совокупности составляющее не менее 10 (десяти) процентов голосующих акций компании, в результате чего данное лицо приобрело, самостоятельно или вместе со своими аффилированными лицами, 95 или более процентов голосующих акций компании,

вправе требовать от остальных акционеров компании продажи принадлежащих им голосующих акций. Ценой размещения является средневзвешенная рыночная цена голосующих акций на фондовой бирже (если такие акции обращаются на фондовой бирже) за период шесть месяцев, предшествующих дате совершения сделки (в результате которой лицо приобрело 95 и более процентов голосующих акций компании или она определена независимой оценкой, если акции не обращаются ни на одной фондовой бирже. Остальные акционеры обязаны продать принадлежащие им голосующие акции в течение 60 календарных дней с даты публикации требования на вебсайте депозитария финансовой отчетности. Таким оставшимся акционерам не разрешается совершать какие-либо иные сделки в отношении принадлежащих им голосующих акций в течение этого 60-календарного срока, за исключением сделок по прекращению доверительного управления, залога или изъятия таких голосующих акций.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Представленная ниже информация являет собой только общие справочные сведения об основных последствиях, с которыми акционеры могут столкнуться в Казахстане. Она не претендует на представление исчерпывающего анализа всех налоговых последствий, распространяемых на акционеров, и основана на действующем законодательстве, которое может подлежать изменению. Любое лицо, которое сомневается в своем налоговом статусе или подлежит налогообложению в какой-либо юрисдикции, должно незамедлительно обратиться за консультацией специалиста.

Налоговые аспекты в Казахстане

Представленный ниже краткий обзор по некоторым вопросам налогообложения в Казахстане основан на законодательстве на дату настоящего Проспекта и может быть изменен в соответствии с изменениям в законодательстве, толкованием и применением, при этом такие изменения могут иметь обратную силу. Представленный ниже краткий обзор не требует подробного описания всех налоговых аспектов, которые могут иметь отношение к принятию решения о приобретении, владении или отчуждении Акций, и не требует рассмотрения налоговых последствий, распространяемых на все категории инвесторов, многие из которых (например, дилеры по ценным бумагам) могут подчиняться особым правилам. В данном кратком обзоре рассматривается лишь положение инвесторов, у которых нет никакой связи с Казахстаном, кроме как посредством приобретения, владения или отчуждения Акций. Инвесторам следует проконсультироваться со своими профессиональными консультантами по налоговым последствиям приобретения, владения и отчуждения Акций, включая право на получение преимуществ по соглашениям об избежании двойного налогообложения в соответствии с законодательством страны их гражданства, проживания, постоянного места жительства или регистрации, а также, по мере необходимости, обращаться за консультацией к специалистам по вопросам налогообложения в Казахстане.

В данном кратком обзоре обсуждаются налоговые последствия приобретения, владения и отчуждения Акций в Казахстане. В целом, налоговое законодательство Казахстана в отношении налогообложения ценных бумаг и финансовых инструментов недостаточно развито, и во многих случаях точная сфера действия казахстанских правил соблюдения налогового законодательства и механизм правоприменения неясны или открыты для различных толкований.

Единственным налогом, который при определенных обстоятельствах может применяться в Казахстане к вышеуказанным операциям, является подоходный налог, удерживаемый у источника выплаты. Никакие другие налоги или пошлины не должны взиматься в Казахстане в отношении вышеуказанных сделок. Для всех соответствующих целей данного краткого обзора, за исключением случаев, указанных ниже (например, в отношении уменьшении налоговой нагрузки), юридические и физические лица подлежат одинаковому режиму удержания подоходного налога у источника выплаты.

Налоговое резидентство

Лица нерезиденты не должны становиться резидентами Казахстана для целей налогообложения в Казахстане только по причине приобретения, владения или отчуждения Акций. Таким образом, согласно казахстанскому налоговому законодательству, законные владельцы Акций (Акционеры), будучи нерезидентами для целей налогообложения в Казахстане, не находящимися в Казахстане, должны облагаться налогом, который покрывает только их доход, полученный у источников выплаты в Казахстане, а не их доход, полученный в какой-либо стране мира.

В рамках выполнения всех соответствующих целей раздела «*Налоговые аспекты в Казахстане*», все Акционеры не считаются налоговыми резидентами Казахстана.

Освобождение от продажи ценных бумаг в соответствии с Законом о МФЦА

В соответствии с Законом о МФЦА прирост капитала, полученный акционерами от продажи своих Акций, будет освобожден от налогообложения до 1 января 2066 года, если ценные бумаги включены в официальный список AIX на дату их продажи. Соответственно в силу того, что Акции включены в официальный список AIX, любой доход, полученный от продажи Акций, включенных в официальный список AIX на дату их продажи, будет освобожден от налогообложения.

Освобождение от отчуждения Акций в соответствии с Налоговым кодексом

Действующий Налоговый кодекс вступил в силу в Казахстане с 1 января 2018 года. В соответствии с Налоговым кодексом, как правило, прирост капитала, полученный в результате отчуждения Акций, облагается подоходным налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане. Налоговый кодекс предусматривает освобождение от подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, в отношении прироста капитала, полученного Акционерами (кроме физических лиц) от продажи Акций на Казахстанской фондовой бирже (KASE) или иностранной фондовой бирже методом открытых торгов, если Акции включены в официальные списки указанных бирж на дату их продажи. Налоговый кодекс предусматривает аналогичное освобождение от удержания подоходного налога у источника выплаты для Акционеров - физических лиц, за исключением возможности получения освобождения при продаже Акций на иностранной фондовой бирже.

Защита по договорам

Если льготы, предусмотренные Налоговым кодексом (как указано выше), недоступны, Акционеры, являющиеся резидентами стран, с которыми у Казахстана заключены соглашения об избежании двойного налогообложения, могут иметь право на освобождение от подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, при соблюдении определенных условий.

Однако защита по договорам может быть обеспечена только за счет возврата подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, т.е. после уплаты подоходного налога в государственный бюджет Казахстана. Таким образом, Акционеры, имеющие право на освобождение от подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, должны подать заявление о возмещении подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, вместе с документами, предусмотренными налоговым законодательством Республики Казахстан, в соответствующий налоговый орган в установленные сроки.

На практике, однако, этот процесс может оказаться административно обременительным, требующим много времени - без гарантии успешного результата.

Налогооблагаемое отчуждение Акций

Данная информация применима только к отчуждению, которое не является исключением, как описано выше.

Налоговый режим для приобретателя

Покупатели-нерезиденты Акций не подлежат налогообложению дохода в Казахстане при приобретении Акций.

При этом обязанности по исчислению, декларированию, удержанию и перечислению в государственный бюджет удержанного подоходного налога у источника выплаты с прироста капитала исполняет приобретатель, выступающий в качестве налогового агента, независимо от того, является ли приобретатель резидентом или нерезидентом Казахстана для целей налогообложения. Для выполнения своих обязанностей в качестве налогового агента нерезиденты должны зарегистрироваться в налоговых органах Казахстана.

Прирост капитала представляет собой положительную разницу между ценой продажи Акций и их первоначальной стоимостью (налоговой базой). Если передающее лицо не предоставляет покупателю документы, подтверждающие первоначальную стоимость Акций (налоговая база передающего лица), приобретатель должен применить подоходный налог, удерживаемый у источника выплаты, на валовой основе (т.е. к покупной цене).

Налоговый режим передающего лица

Как правило, прирост капитала, полученный в результате отчуждения Акций, облагается подоходным налогом в Казахстане у источника выплаты по ставке 15%. Однако, если передающая сторона зарегистрирована в Стране с благоприятным налоговым режимом (как определено ниже), прирост капитала, полученный в результате отчуждения Акций, облагается налогом у источника выплаты по ставке 20%. Отчуждение подразумевает почти все виды передачи правового титула, т.е. продажу, обмен и т.д.

Налоговый кодекс определяет «**Страну с благоприятным налоговым режимом**» как иностранное государство или территорию, отвечающую одному из следующих критериев:

- ставка налога на прибыль в такой стране или на такой территории составляет менее 10%; или

- в такой стране или на такой территории действуют законы о конфиденциальности финансовой информации или законы, позволяющие сохранять конфиденциальную информацию либо о фактическом владельце имущества или доходов, либо о фактических владельцах, участниках, учредителях или акционерах юридического лица (за исключением иностранного государства или территории, заключившей с Республикой Казахстан международный договор, предусматривающий обмен информацией по налоговым вопросам между компетентными органами, за исключением случаев, когда иностранное государство или территория не обеспечивает обмен информацией по налоговым вопросам между компетентными власти). Считается, что иностранное государство или территория не обеспечивает обмен информацией с компетентным органом Казахстана для целей налогообложения, если выполняется одно из следующих условий: (1) Компетентным органом Республики Казахстан получен официальный отказ компетентного органа иностранного государства в предоставлении информации, даже если такой обмен предусмотрен соответствующим международным договором; (2) компетентный орган иностранного государства не предоставил запрашиваемую информацию в срок, превышающий два года после направления запроса компетентным органом Республики Казахстан.

Точный перечень Стран с благоприятным налоговым режимом утвержден Приказом Министра финансов Республики Казахстан № 142 от 8 февраля 2018 года. В настоящее время в список стран с благоприятным налоговым режимом включены следующие юрисдикции: Княжество Андорра, Антигуа и Барбуда, Содружество Багамских островов, Барбадос, Королевство Бахрейн, Белиз, Негара Бруней-Даруссалам, Республика Вануату, Республика Гайана, Республика Гватемала, Гренада, Республика Джибути, Доминиканская Республика, Содружество Доминики, Королевство Испания (только в отношении территорий Канарских островов), Китайская Народная Республика (только в отношении территорий специальных административных районов Макао и Гонконг), Республика Колумбия, Союз Коморских Островов, Республика Коста-Рика, Малайзия (только в отношении территории анклава Лабуан), Республика Либерия, Ливанская Республика, Республика Маврикий, Исламская Республика Мавритания, Республика Португалия (только в отношении территории островов Мадейра), Мальдивская Республика, Республика Маршалловы Острова, Княжество Монако, Республика Мальта, Марианские острова, Королевство Марокко (только в отношении территории города Танжер), Республика Союз Мьянма, Республика Науру, Королевство Нидерландов (только в отношении территорий островов Аруба и зависимых территорий Антильских островов), Федеративная Республика Нигерия, Новая Зеландия (только в

отношении территорий островов Кука и Ниуэ), Республика Палау, Республика Панама, Независимое Государство Самоа, Республика Сан-Марино, Республика Сейшельские Острова, Сент-Винсент и Гренадины, Сент-Китс и Невис, Сент-Люсия, Великобритания (только в отношении следующих территорий: Ангилья; Бермуды; Британские Виргинские острова; Гибралтар; Каймановы острова; Монтсеррат; острова Теркс и Кайкос, остров Мэн, Нормандские острова (Гернси, Джерси, Сарк и Олдерни), Южная Георгия и Южные Сандвичевы острова, остров Чагос), Соединенные Штаты (только в отношении следующих территорий: Виргинские острова Соединенных Штатов, Гуам, Содружество Пуэрто-Рико, штат Вайоминг, штат Делавэр), Республика Суринам, Объединенная Республика Танзания, Королевство Тонга, Республика Тринидад и Тобаго, Республика Фиджи, Республика Филиппины, Французская Республика (только в отношении следующих территорий: острова Кергелен, Французская Полинезия, Французская Гвиана), Черногория, Демократическая Социалистическая Республика Шри-Ланка, Ямайка.

Налогообложение дивидендов по Закону о МФЦА и Налоговому кодексу

На дату настоящего Проспекта, в соответствии с Законом о МФЦА дивиденды, выплачиваемые по ценным бумагам, будут освобождены от уплаты корпоративного подоходного налога до 1 января 2066 года при условии, что такие ценные бумаги включены в официальный список ценных бумаг AIX или KASE на момент начисления дивидендов. Соответственно в силу того, что Акции включены в официальный список AIX, дивиденды, выплачиваемые по Акциям, будут освобождены от уплаты корпоративного подоходного налога.

С 1 января 2023 года вступают в силу новые поправки в Налоговый кодекс. В соответствии с этими поправками освобождение от налога на дивиденды будет применяться только в том случае, если с такими акциями были совершены сделки. Критерии достаточности торгов будут установлены Правительством Казахстана. В соответствии с проектом Постановления Правительства активными торговыми критериями являются (1) сумма сделок с ценными бумагами не менее 25 миллионов тенге в месяц и (2) количество сделок с ценными бумагами не менее 50 в месяц причем критерии удовлетворяются только на основании совершенных сделок. Смотрите «*Факторы риска – Риски, связанные с налогообложением – Дивиденды по акциям, включенным в официальные списки KASE и AIX, могут облагаться подоходным налогом, если не выполняются критерии активной торговли*».

Если дивиденды по Акциям не освобождены от налогов (как указано выше), такие дивиденды облагаются подоходным налогом у источника выплаты по ставке 15 процентов. Однако дивиденды по Акциям, принадлежащим резиденту Страны с благоприятным налоговым режимом, облагаются подоходным налогом у источника выплаты по ставке 20 процентов. Подоходный налог у источника выплаты применяется к валовой сумме дивидендов без учета каких-либо вычетов. На акционеров не должна распространяться какая-либо другая налоговая отчетность, оплата, регистрация или требования соблюдения норм в отношении дивидендов по Акциям.

Акционеры, являющиеся резидентами стран, с которыми у Казахстана заключены соглашения об избежании двойного налогообложения, могут иметь право на пониженную ставку подоходного налога у источника выплаты при соблюдении определенных условий.

С учетом вышеизложенного, в зависимости от страны проживания и выполнения некоторых определенных условий, ставки подоходного налога у источника выплаты по дивидендам, в соответствии с соглашениями Казахстана об избежании двойного налогообложения, действующими на дату настоящего Проспекта, могут составлять от 5 до 15 %. В соответствии с соглашениями об избежании двойного налогообложения, действующими на дату настоящего Проспекта, снижение подоходного налога у источника по дивидендам до ставки ниже 15 % может быть доступно только для фактических владельцев дивидендов, которые являются компаниями (в зависимости от конкретного договора о двойном налогообложении, некоторые

другие требования также должны быть выполнены с целью снижения ставки подоходного налога у источника).

Чтобы воспользоваться данным освобождением Акционеры, имеющие право на получение, должны предоставить Компании документ, выданный компетентным органом их страны налогового резидентства, подтверждающий их налоговое резидентство в юрисдикции, с которой имеется заключенный договор. Документ должен быть предоставлен в сроки, установленные казахстанским налоговым законодательством, и соответствовать требованиям Налогового кодекса. Для того, чтобы быть действительным в Казахстане, печать компетентного органа и подпись уполномоченного лица в документе должны быть апостилированы или легализованы компетентным органом страны проживания Акционера. Если Акционер предоставляет копию указанного документа, подпись и печать иностранного нотариуса также должны быть апостилированы или легализованы.

Апостиль или легализация вышеуказанных подписей (печатей) не требуются, если (i) указанный выше документ опубликован на официальном сайте компетентного органа или (ii) иные процедуры аутентификации устанавливаются международными договорами, стороной которых является Казахстан, взаимосогласительной процедурой между Казахстаном и компетентными органами иностранных государств, или решением органа Евразийского экономического союза.

Если указанный выше документ не будет предоставлен Компании до 31 марта года, следующего за годом, в котором выплачиваются дивиденды, то Компания должна применить подоходный налог, удерживаемый у источника выплаты, по стандартной ставке 15 или 20% (если получатель является резидентом Страны с благоприятным налоговым режимом), в зависимости от обстоятельств, и отчитаться об удержанных суммах перед соответствующим органом. Акционеры, которые имеют право на более низкую ставку подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, впоследствии должны иметь возможность требовать возмещения переплаченного налога из государственного бюджета Казахстана. При этом Акционерам необходимо подать заявление о возмещении подоходного налога, удерживаемого у источника выплаты, вместе с документами, предусмотренными налоговым законодательством Республики Казахстан, в соответствующий налоговый орган. На практике, однако, этот процесс может оказаться административно обременительным, требующим много времени - без гарантии успешного результата.

ПЛАН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Структура предложения

Продающий акционер предлагает в совокупности до 30 505 974 Акций по Цене предложения 8 406 тенге за Акцию. Цена предложения была утверждена Советом директоров Продающего акционера 7 ноября 2022 года.

Авторизованные лимит согласно Постановлению Правиткльство от 5 ноября 2022 года №877, Самрук-Казына имеет право продать до 94 109 125 Акций, что в совокупности составляет примерно 15,42% от общего количества существующих Акций Компании, из которых Самрук-Казына намерен предложить до 30 575 974 Акций, что представляет в совокупности приблизительно 5% от общего количества существующих Акций Компании. Ожидается, что окончательное количество Акций, подлежащих продаже в рамках Предложения (вместе с ценой и структурой Предложения), будет одобрено Советом директоров в Дату распределения, или приблизительно в эту дату, с последующим утверждением Постановлением Правительства Республики Казахстан (в качестве единственного акционера Продающего акционера) в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Продающий акционер предлагает Акции: (i) казахстанским и иностранным розничным и институциональным инвесторам через букбилдинговую платформу торговой системы на AIX в соответствии с Правилами рынка и Бизнес правилами AIX (Предложение на AIX) и на KASE в соответствии с Законом Казахстана о рынке ценных бумаг и его положениями и процедурами расчетов (Предложение на KASE); и (ii) казахстанским розничным инвесторам через Прямую подписку через Приложения или отделения Казпочты.

Чтобы участвовать в Предложении Акций, получать Акции на AIX и/или KASE инвесторам необходимо открыть счет в брокерской компании, допущенной в качестве Участника торгов AIX и/или Участника торгов KASE на KASE. Акции будут храниться от имени инвесторов на депозитарном счете соответствующего Участника торгов AIX или KASE в CSD AIX или KCD (в зависимости от обстоятельств).

Чтобы участвовать в Прямой подписке, получать Акции, казахстанские розничные инвесторы должны иметь личный депозитарный счет, открытый в AIX CSD и подать Предложение через Приложение или отделения Казпочты. Продающий акционер требует, чтобы заявки, подаваемые через Приложение, были предварительно профинансированы. Предварительные денежные средства, уплаченные розничными инвесторами Продающему акционеру посредством Приложения, будут храниться в AIX CSD на условном депозитарном счете от имени Продающего акционера до Даты закрытия.

Оплата и расчет Предложения на AIX и Прямая подписки будут производиться через систему расчетов AIX CSD в соответствии с Правилами и процедурами AIX CSD, а оплата и расчет Предложения на KASE будут производиться через KCD в соответствии с Правилами KCD.

Чтобы торговать Акциями на AIX и/или KASE после Предложения, инвесторы должны иметь счет, открытый в брокерской компании, допущенной в качестве Участника торгов AIX на AIX и/или Участника торгов KASE на KASE.

Соглашения об андеррайтинге

АО «Halyk Finance», АО «SkyBridge Invest», АО «Freedom Finance» и АО «BCC Invest» выступают в качестве Совместных координаторов и Букранеров Предложения (совместно «**Местные букраннеры**»). АО «Halyk Finance» действует в качестве букранера KASE, АО «SkyBridge Invset» действует в качестве букранера на AIX.

Компания и Местные букранеры заключили Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами. В частности, Местные букранеры оказывают Компании консультационные и

андеррайтинговые услуги в отношении предлагаемого листинга и публичного размещения Акций на AIX и KASE, включая предоставление аналитики Компании после Предложения.

В соответствии с положениями Соглашения об андеррайтинге Продающий акционер имеет право присоединиться к Соглашению об андеррайтинге с местными букранерами в качестве независимой стороны. Продающий акционер намеревается присоединиться в Дату открытия, или приблизительно в эту дату, путем заключения дополнительного соглашения к Соглашению об андеррайтинге с местными букранерами.

Местные букраннеры действуют на основе принципа «максимальных усилий» и обязуются продвигать Предложение и привлекать инвесторов к участию в Предложении. Местные букраннеры получат комиссию в размере 1,8% от валовых поступлений от Предложения (за исключением любых поступлений от АО «Единый накопительный пенсионный фонд» или любой другой организации, прямо или косвенно принадлежащей государству, и любые поступления от Международных букранеров), только в случае проведения Предложения. Эта комиссия будет оплачена Продающим акционером.

Кроме того, Компания согласилась выплатить фиксированную комиссию в размере 80 миллионов тенге всем Местным букраннерам (при этом каждый Местный букранер получает пропорциональную долю этой комиссии), подлежащую уплате ежемесячными платежами в размере 5 миллионов тенге до Даты закрытия. В случае проведения Предложения базовая комиссия будет уменьшена на долю комиссии, полученной Букраннерами. Если Предложение не произойдет, часть вознаграждения, уплаченного Компанией, не подлежит возмещению Местными букраннерами.

Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами предусматривает возможность для Местных букраннеров предоставлять Компании услуги по маркетингу акций, при условии заключения между Компанией и Местным букраннером отдельного соглашения.

Компании «WOOD & Company Financial Services» a.s., «Renaissance Securities (Cyprus) Limited» выступают в качестве Международных букранеров Предложения. Юридическим консультантом Международных букранеров является Kinstellar (по казахстанскому праву) и Clifford Chance (по английскому праву).

Кроме того, Компания, Продающий акционер и Международные букранеры намерены заключить Соглашение об андеррайтинге с международными букранерами до Даты распределения в отношении разумных усилий для размещения (продажи) Акций Компании инвесторам-нерезидентам (за исключением в США и любые другие юрисдикции, где распространение может быть запрещено соответствующими законами).

Международные букраннеры будут действовать на основе принципа «разумных усилий» и обязуются продвигать Предложение на рынке и привлекать инвесторов для участия в Предложении. Международные букраннеры получат комиссию в размере 1,0% от валовых поступлений от Предложения (за исключением любых поступлений от АО «Единый накопительный пенсионный фонд» или любой другой организации, прямо или косвенно принадлежащей государству, и выручки, полученной от Местных букраннеров), только в случае проведения Предложения. Комиссию оплачивает Продающий акционер.

Предлагаемый листинг и публичное размещение включают продажу существующих Акций Компании неограниченному количеству инвесторов (за исключением случаев, описанных в настоящем документе), принадлежащих существующим акционерам Компании.

Цена Предложения

Цена предложения составляет 8 406 тенге за Акцию.

Продающий акционер получит всю чистую выручку от Предложения, которая составит приблизительно 256 миллиардов тенге, если все Акции будут проданы в Предложении.

Общая сумма комиссий, сборов и расходов, подлежащих уплате в связи с Предложением, составит приблизительно 2,28 миллиардов тенге. Эти суммы включают, среди прочего, гонорары аудиторов, налоговых консультантов, финансовых консультантов и юрисконсультов, листинговых сборов и биржевых сборов за допуск, а также комиссионные за продажу. Сборы и комиссии, подлежащие уплате Букранерам в связи с Предложением, все расходы и любые другие сборы, подлежащие уплате в связи с Предложением, оплачиваются Продающим акционером.

Распределение и размещение

Категории инвесторов

Подавать Заявления на приобретение Акций имеют право следующие категории инвесторов:

(1) граждане Казахстана,

(2) институциональные инвесторы-резиденты Казахстана, и

(3) инвесторы-нерезиденты Казахстана (как розничные, так и институциональные) (за исключением в США и любые другие юрисдикции, где распространение может быть запрещено соответствующими законами).

Минимальное количество акций в одном Заявлении: 1 (одна Акция).

Максимальное количество Акций на одно Заявление не ограничено.

Один человек может подать неограниченное количество Заявлений (разрешено несколько подписок).

Приоритет удовлетворения заявок инвесторов

Удовлетворение Заявлений (полное или частичное) производится по единоличному усмотрению «Самрук-Қазына» (и, если применимо, Компании) в целом на основе следующих принципов:

(2) Очередность удовлетворения Заявлений граждан Казахстана. Согласно этому принципу:

(a) Заявлений граждан Казахстана удовлетворяются в первоочередном порядке (до всех Заявлений инвесторов других категорий) в максимально возможном количестве от общего количества размещенных Акций;

(b) Заявлений других инвесторов (в том числе институциональных инвесторов-резидентов Казахстана и инвесторов-нерезидентов) (за исключением в США и любые другие юрисдикции, где распространение может быть запрещено соответствующими законами) удовлетворяются во вторую очередь в максимально возможном количестве от общего количества размещенных Акций за вычетом количества Акций, необходимого для полного удовлетворения всех Заявлений граждан Казахстана.

(2) Безоговорочное право Самрук-Казына (и, соответственно, Компании) отказать по своему единоличному усмотрению в удовлетворении любого Заявления (полностью или частично) в случае, если, по мнению (независимо от того, насколько оно является точным и (или) обоснованным) Самрук-Казына (и, в соответствующих случаях, Компании) такое удовлетворение приводит или может привести к: (1) высокой концентрации Акций, принадлежащих одному лицу или группе связанных лиц; и (или) (2) нарушению требований применимого законодательства и (или) применимых процедур соблюдения нормативных требований.

Для Предложения не предусмотрено никаких дополнительных распределений. В случае превышения подписки Продающий акционер оставляет за собой право принимать решение о количестве Акций, которые будут распределены/проданы любому инвестору по своему усмотрению.

Прямая подписка

Одновременно с Предложением на AIX и Предложением на KASE Продающий акционер предлагает Акции посредством прямой подписки казахстанским розничным инвесторам через приложение Tabys или отделения Казпочты. AIX CSD и Букраннер, действующий в качестве агента от имени и в интересах Компании и Продающего акционера, заключили Соглашение об оказании услуг от в дату настоящего Проспекта, или приблизительно в эту дату, в котором указаны условия и положения, ругелирующие использование Приложения для сбора Заявок от потенциальных покупателей в отношении Прямой подписки. Основные положения и условия процедур Прямой подписки определены в документации Приложения, доступ к которой потенциальные покупатели могут получить в Приложении или по ссылке www.tabysapp.kz. Приложение можно скачать в App Store или Google Play, смотрите www.tabysapp.kz.

Сбор заявок через Приложение или отделения Казпочты будет проводиться одновременно с процессом букбилдинга на AIX и начнется 9 ноября 2022 года. Потенциальным покупателям Акций в Прямой подписке будет необходимо иметь депозитарный счет в AIX CSD, открытие которого будет инициировано после регистрации потенциального покупателя в Приложении или в отделениях Казпочты. Потенциальные покупатели Акций должны будут указать в Предложении количество Акций, которое они хотели бы приобрести. Все Заявления должны быть предварительно профинансированы. Предоплаченные заявки будут зарегистрированы в Приложении и предоставлены Букраннеру и Продающему акционеру. Распределение Акций в рамках Прямой подписки будет происходить одновременно с распределением Акций в рамках Предложения в Дату распределения, или приблизительно в эту дату. Посредством участия в Прямой подписке, потенциальные покупатели соглашаются с тем, что Продающий акционер (через Букранера) может, по своему единоличному усмотрению, отказать распределить Акции по какой-либо заявке по любой причине.

Приложение представляет собой мобильное приложение, разработанное AIX под торговой маркой «Tabys» и сдаваемое в аренду на основании соответствующих соглашений о сублицензии эмитентам (их продающим акционерам или их должным образом уполномоченным агентам по продажам, действующим от имени и в интересах, эмитента и/или продающего акционера), чьи ценные бумаги котируются или планируются к листингу на AIX, для целей Прямой подписки. Приложение может быть загружено на персональные устройства покупателей или доступно через отделения Казпочты.

Продающий акционер должен предоставить в Центральный депозитарий AIX: (i) утвержденный Проспект (или ссылку на общедоступный источник утвержденного Проспекта), (ii) данные о сборе Заявок, включая любую информацию о ценах, которая должна соответствовать утвержденному Проспекту (например, ценовой диапазон, фиксированная цена, «цена-страйк», «заранее определенная цена», «лимитная ставка» или другая комбинация); (iii) краткое описание Эмитента, Продающего(-их) Акционера(-ов), Акций и условий Предложения Акций, которое Продающий Акционер должен предоставить покупателям в Разделе «Первичное размещение Акций» Приложения при условии, что такое описание должно соответствовать утвержденному Проспекту. Центральный депозитарий AIX поможет Продающему акционеру загрузить данную информацию в приложение.

Для участия в Прямой подписке, предлагаемой в соответствии с условиями и положениями Проспекта, и получения Акций у покупателя должен быть субсчет на имя покупателя в номинальном счете Центрального депозитария AIX, открытом в депозитарии, которым управляет Центральный депозитарий AIX с единственной целью сохранения Акций и подтверждения права собственности покупателя на Акции («**Депозитарный счет**»).

Продающий акционер назначает Центральный депозитарий AIX своим платежным агентом для сбора предоплаты с банковских карт покупателей для расчетов наличными, хранения таких предоплат на условном депонировании в пользу Продающего акционера в течение периода предложения и зачисления соответствующей суммы средств на счет Продающего акционера и (или) возврата ее покупателям по завершении Периода предложения.

Денежные средства предварительного финансирования, уплачиваемые покупателями Продающему акционеру через Приложение в качестве предоплаты за подписанные Акции во время Сбора Заявок, будут временно храниться на номинальных (переводных) банковских счетах Центрального депозитария AIX, открытых в транзитных и (или) расчетных банках, утвержденных Центральным депозитарием AIX для расчетов в соответствии с Регламентом Центрального депозитария AIX и Процедурами Центрального депозитария AIX, и будут храниться в Центральном депозитарии AIX на условном депонировании от имени Продающего акционера до завершения периода Сбора Заявок.

После завершения периода сбора Заявок и получения инструкций по расчетам от Продающего акционера, Центральный депозитарий AIX (i) проводит расчеты с успешными покупателями, чьи Заявки были (полностью или частично) приняты Продающим акционером, в сроки и в порядке, установленном Регламентом и процедурами Центрального депозитария AIX; и (ii) возвращает предварительно оплаченные денежные средства (или их соответствующую часть, если Заявки приняты Продающим акционером частично) тем покупателям, чьи Заявки полностью (или частично) не были приняты Продающим акционером, путем зачисления их сумм на субсчетах доверительного хранения в Центральном депозитарии AIX или на банковских картах.

Компания, Продающий акционер или AIX CSD не взимают с инвесторов никаких комиссий, сборов или расходов в связи с Прямой подпиской. Однако сторонние платежные системы могут взимать плату за обработку и расходы на обработку платежей инвесторов по банковским картам и онлайн-платежей в связи с прямой подпиской через Приложение. Сумма комиссии за обработку будет зависеть от различных факторов, таких как тип банковской карты, модель ценообразования, которую предпочитает сторонний обработчик платежей и т. д. AIX CSD возместит комисси третьим сторонам в связи с онлайн-платежем Прямой подписки через Приложение для инвесторов, увеличив Цену предложения на пропорциональную сумму комиссии за обработку.

Договоренности о неотчуждении акций

И Компания, и Продающий акционер, и НБК дал обязательство каждому Букранеру, что с даты Соглашения об андеррайтинге (или с даты одностороннего Обязательства НБК о неотчуждении) до 180 дней с Даты закрытия, они не будут, за некоторыми исключениями, без предварительного письменного согласия Букранеров (i) выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, обременять (включая залог) или иным образом распоряжаться, прямо или косвенно, любыми Акциями или другими акциями Компании, или любыми ценными бумагами конвертируемыми в Акциях или реализуемыми или обмениваемыми на Акции или другие акции Компании; или (ii) выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, предоставлять любые опционы или производные ценные бумаги или инструменты, базовыми активами которых являются, прямо или косвенно, любые Акции или другие акции Компании, или любые ценные бумаги, конвертируемые в Акции, реализуемые или обмениваемые на Акции или другие акции Компании; или (iii) подавать любое заявление на регистрацию в отношении любых Акций или других акций Компании, или любых ценных бумаг, конвертируемых в Акции или реализуемых или обмениваемых на Акции или другие акции Компании и (или) любых прав на них, у любого регулятора ценных бумаг или в реестре ценных бумаг, фондовой бирже или органе листинга или другом аналогичном органе или органе в любой стране или юрисдикции в соответствии с законодательством любой страны или юрисдикции; или (iv) вступать в любой своп или любое другое соглашение или любую сделку (включая одностороннюю), по которой передаются, полностью или частично, прямо или косвенно, какие-либо права на любые Акции или другие

акции Компании, или любые ценные бумаги, конвертируемые в Акции или реализуемые или обмениваемые на Акции или другие акции Компании; или (v) направлять или позволять любой третьей стороне выполнять (или публично объявлять о намерении сделать) любое из вышеперечисленного.

Другие договоренности и взаимоотношения

Букранеры и их соответствующие аффилированные лица принимали участие в сделках и оказывали различные инвестиционно-банковские, финансовые, консультационные и другие услуги Компании и ее аффилированным лицам, за которые они получали обычные вознаграждения, также они и их соответствующие аффилированные лица могут предоставлять такие услуги Компании и ее соответствующим аффилированным лицам в будущем. В итоге, у Букранеров и их соответствующих аффилированных лиц может быть коммерческий интерес в продолжении оказания услуг Компании и ее соответствующим аффилированным лицам, которые могут существенным образом влиять на Предложение.

В связи с Предложением каждый из Букранеров и любое аффилированное лицо, действующее в качестве инвестора от своего собственного имени, может приобретать Акции и в этом качестве может удерживать, покупать или продавать за свой собственный счет такие Акции и любые связанные с ними инвестиции, и может предложить или продать такие Акции или другие инвестиции иначе, как в связи с Предложением. Соответственно, ссылки в настоящем Проспекте на предлагаемые или размещаемые Акции следует понимать как включающие любое предложение или размещение Акций Букранерам и любому аффилированному лицу, действующему в таком качестве. Ни один из Букранеров не намерен раскрывать объем таких инвестиций или операций иным образом, чем Компании и в соответствии с каким-либо юридическим или нормативным обязательством выполнить это.

ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПРОДАЖУ

Ни в одной юрисдикции за пределами МФЦА не предпринималось и не будет предпринято никаких действий, которые позволили бы разрешить публичное размещение Акций, владение или распространение настоящего Проспекта или любого другого материала предложения в какой-либо стране или юрисдикции, где для осуществления данной цели требуется выполнение определенных действий. Соответственно, Акции не могут быть предложены или проданы, прямо или косвенно, и ни настоящий Проспект, ни любые другие материалы предложения или реклама в связи с Акциями не могут распространяться или публиковаться в какой-либо стране или юрисдикции или из какой-либо страны или юрисдикции за пределами Казахстана (включая МФЦА), за исключением обстоятельств, которые приведут к соблюдению каких бы то ни было применимых правил и положений любой такой страны или юрисдикции. Лица, в распоряжение которых попадает настоящий Проспект, должны знать и соблюдать любые ограничения на распространение настоящего Проспекта, а также на предложение и продажу Акций, предлагаемых в Предложении, в том числе как указано в пунктах ниже. Любое несоблюдение этих ограничений может представлять собой нарушение законов о ценных бумагах любой такой юрисдикции. Настоящий Проспект не является предложением подписки или покупки каких-либо Акций, предлагаемых в Предложении, какому-либо лицу в какой-либо юрисдикции, в отношении которого такое предложение или ходатайство является незаконным в такой юрисдикции.

Получатели настоящего Проспекта за пределами Казахстана настоящим уведомляются о том, что настоящий документ был предоставлен им на конфиденциальной основе и не подлежит воспроизведению, повторной передаче или иному распространению, полностью или частично, ни при каких обстоятельствах. Кроме того, получатели имеют право использовать его исключительно для рассмотрения возможности покупки Акций, предлагаемых настоящим Проспектом, и не могут раскрывать какое-либо содержание настоящего Проспекта для каких-либо других целей. Настоящий Проспект является персональным для каждого получателя предложения и не является предложением какому-либо другому лицу или общественности в целом подписаться или иным образом приобрести Акции, предлагаемые настоящим Проспектом. Такие получатели настоящего Проспекта соглашаются с вышеизложенным, принимая доставку настоящего Проспекта.

Акции, о которых говорится в настоящем документе, могут предлагаться и продаваться только в Республике Казахстан, включая в или у МФЦА, в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и правилами и положениями МФЦА. Данный Проспект не является ни предложением, ни приглашением делать предложения о продаже, покупке, обмене или иной передаче ценных бумаг в Казахстане любому казахстанскому физическому или юридическому лицу или в его интересах, за исключением тех физических или юридических лиц, которые могут делать это в соответствии с законодательством Республики Казахстан и любыми другими законами, дающие такие полномочия таким лицам или организациям. Настоящий Проспект не может рассматриваться как реклама (т.е. информация, предназначенная для неограниченного круга лиц, которая распространяется и размещается в любой форме и направлена на создание или поддержание интереса к Компании и ее товарам, товарным знакам, работам, услугам и (или) ее ценным бумагам и должна способствовать их продаже) в Казахстане и для целей законодательства Республики Казахстан, за исключением случаев, когда такая реклама полностью соответствует законодательству Республики Казахстан.

Великобритания

Никакие акции не были предложены или будут предложены в соответствии с Предложением общественности в Великобритании до публикации проспекта в отношении Акций, который был одобрен Управлением по контролю за деятельностью финансовых организаций, за исключением того, что Акции могут быть предложены общественности в Великобритании в любое время:

(a) любому юридическому лицу, которое является квалифицированным инвестором, как определено в статье 2 Положения о проспекте Великобритании;

(b) менее чем 150 физическим или юридическим лицам (кроме квалифицированных инвесторов, как определено в статье 2 Положения о проспекте Великобритании), при условии получения предварительного согласия Международных букранеров на любое такое предложение; или

(c) при любых других обстоятельствах, подпадающих под действие раздела 86 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года с изменениями и дополнениями («**ЗФУР**»).

при условии, что никакое такое предложение Акций не потребует от Компании или любого Международного букранера публикации проспекта в соответствии с разделом 85 ЗФУР, или, дополнения Проспекта, в соответствии со статьей 23 Положения о проспекте Великобритании. Для целей настоящего положения выражение «публичное предложение» в отношении Акций в Великобритании, означает сообщение в любой форме и любыми средствами достаточной информации об условиях предложения и любых акциях, которые будут предложены, чтобы позволить инвестору принять решение о покупке или подписке на какие-либо Акции.

Настоящий Проспект предназначен для распространения только среди лиц, которые: (A) находятся за пределами Великобритании; или (B) находятся в Великобритании; и являются квалифицированными инвесторами Великобритании, которые: (i) имеют профессиональный опыт в вопросах, связанных с инвестициями, и которые квалифицируются как специалисты по инвестициям по смыслу статьи 19(5) Приказа; (ii) являются лицами, подпадающими под действие статьи 49(2)(a)-(d) Приказа; или (iii) являются лицами, которым приглашение или побуждение к участию в инвестиционной деятельности (по смыслу раздела 21 ЗФУР) в связи с выпуском или продажей любых ценных бумаг может быть иным законным образом сообщено или побуждено к сообщению (все такие лица вместе именуются Соответствующими лицами). Настоящий документ может быть распространен только среди Соответствующих лиц, и на него не полагаться лица, которые не являются Соответствующими лицами в Великобритании. Любые инвестиции или инвестиционная деятельность, к которым относится настоящий Проспект, доступны только Соответствующим лицам и будут осуществляться только с Соответствующими лицами.

Европейская экономическая зона

Представители общественности не имеют права принимать участие в Предложении. В отношении каждого**Соответствующего государства** никакие Акции не предлагались и не будут предлагаться в соответствии с Предложением общественности в этом Соответствующем государстве до публикации проспекта в отношении Акций, который был одобрен компетентным органом в этом Соответствующем государстве или, при необходимости, одобрен в другом Соответствующем государстве и уведомлен компетентным органом в этом Соответствующем государстве, все в соответствии с Положением о проспекте, за исключением того, что предложения Акций могут быть сделаны общественности в этом Соответствующем государстве в любое время:

(a) любому юридическому лицу, которое является квалифицированным инвестором, как определено в статье 2 Положения о проспекте ЕС (Квалифицированные лица);

(b) менее чем 150 физическим или юридическим лицам (кроме Квалифицированных инвесторов), при условии получения предварительного согласия Международных букранеров на любое такое предложение; или

(c) при любых других обстоятельствах, подпадающих под действие статьи 1(4) Положения о проспекте.

при условии, что никакое такое предложение Акций не приведет к требованию о публикации Компанией проспекта ценных бумаг в соответствии со статьей 3 Положения о проспекте ЕС или дополнении проспекта в соответствии со статьей 23 Положения о проспекте ЕС.

Для целей настоящего положения выражение «публичное предложение» в отношении любых Акций в любом Соответствующем государстве означает сообщение в любой форме и любыми средствами достаточной информации об условиях предложения и предлагаемых Акциях, чтобы позволить инвестору принять решение о покупке или подписки на какие-либо Акции.

Япония

Акции не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом Японии о финансовых инструментах и биржах (Закон №25 от 1948 года с изменениями и дополнениями, «**ЗФИБ**»), и раскрытие информации в соответствии с ЗФИБ не было и не будет сделано в отношении Акций. Ни Акции, ни какая-либо доля участия в них не могут быть предложены, проданы, перепроданы или иным образом переданы, кроме как в соответствии с освобождением от требований регистрации и иным образом в соответствии с ЗФИБ и всеми другими применимыми законами, положениями и руководящими принципами, обнародованными соответствующими японскими правительственными и регулирующими органами. Согласно настоящему параграфу, резидентом Японии является любое лицо, являющееся резидентом Японии, включая любую корпорацию или другое юридическое лицо, учрежденное в соответствии с законодательством Японии.

Соединенные Штаты

Акции не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов, за исключением определенных сделок, освобожденных от требований Закона о ценных бумагах или в сделке, не подпадающей под требования Закона о регистрации ценных бумаг.

Акции предлагаются и продаются исключительно за пределами Соединенных Штатов в соответствии с Положением S.

РАСЧЕТЫ И ПЕРЕДАЧА

Процедура расчета AIX CSD

Между AIX CSD и KCD, действующего в качестве регистратора Компании. установлены депозитарные каналы. AIX CDS будет способствовать первоначальным переводам Акций, связанных с началом процесса букбилдинга акций на AIX, и межрыночных переводов Акций, связанных с торгами на вторичном рынке AIX.

Предполагается, что предоставление Акций их покупателям при Предложении на AIX и Прямой подписке будет осуществляться с использованием средств AIX CSD, а оплата Акций покупателями будет осуществляться с помощью средств Расчетного банка AIX CSD на Дату закрытия или приблизительную в эту дату. Чтобы получить Акции, покупателям необходимо иметь счет, открытый через Приложение или в брокерской компании, допущенной в качестве Участника торгов AIX в AIX CSD. Покупатели должны предпринять все действия, необходимые в соответствии с применимым законодательством и нормативными актами, для получения приобретенных Акций.

Продажа Акций будет осуществляться на AIX, а оплата будет производиться через AIX CDSв соответствии с Бизнес правилами AIX и AIX CDS.

Компания предполагает, что участники торгов AIX и KASE будут торговать Акциями или переводить Акции между счетами участников Центрального депозитария AIX и KCD.

Распределение дивидендов по Акциям на AIX

Как только AIX CSD в качестве номинального держателя получит какие-либо выплаты дивидендов от KCD, действующего в качестве регистратора Компании, AIX CSD перераспределит полученные дивиденды среди участников AIX CSD для последующего зачисления на счета инвесторов участников AIX CSD.

Процедура расчета KASE

Компания предполагает, что KCD оказывает помощь в осуществлении первоначальной передачи Акций, связанные с началом процесса формирования книги учета акций на KASE, а также в межрыночных переводах Акций, связанных с торгами на вторичном рынке.

Предполагается, что предоставление Акций их покупателям будет осуществляться через механизмы KCD, а оплата Акций покупателями будет осуществляться с помощью механизмов KCD на Дату закрытия или приблизительно в эту дату. Чтобы получить Акции, покупателям необходимо открыть счет у брокера, выступающего в качестве торгового члена KASE в KCD. Покупатели должны предпринять все действия, необходимые в соответствии с применимым законодательством и нормативными актами, для получения приобретенных Акций.

Акции будут продаваться на KASE и оплачиваться через KCD в соответствии с Регламентом и процедурами, соответственно, KASE и KCD.

Компания предполагает, что участники торгов на KASE и AIX будут торговать Акциями или переводить акции между счетами участников KCD и AIX CSD.

Распределение дивидендов по Акциям на KASE

KCD выступает в качестве реестра акций Компании. По запросу Компании KCD в соответствии со своими правилами и процедурами предоставит сведения о бенефициарных владельцах Акций, принадлежащих KCD, чтобы позволить Компании выплачивать дивиденды или осуществлять другие платежи.

ЮРИДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Некоторые юридические вопросы, связанные с Предложением, будут переданы Компании в отношении права Казахстана и МФЦА компании ТОО «White & Case» и в отношении английского права компании ТОО «Fieldfisher».

НЕЗАВИСИМЫЕ АУДИТОРЫ

Аудит финансовой отчетности был проведен ТОО «Ernst & Young», независимыми аудиторами, как указано в их аудиторском отчете, представленном в настоящем документе. Зарегистрированный адрес ТОО «Ernst & Young»: Казахстан, Алматы 050060, проспект Аль-Фараби, д. 77/7, Есентай Тауэр. ТОО «Ernst & Young» осуществляет деятельность на основании государственной лицензии на осуществление аудиторской деятельности в Республике Казахстан № 0000003, вид МФУ-2, выданной Министерством финансов от 15 июля 2005 года. ТОО «Ernst & Young» является членом Палаты аудиторов Республики Казахстан. ТОО «Ernst & Young» не имеет какой-либо заинтересованности в Компании.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – КРАТКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ИЗ ОТЧЕТА D&M

(согласно приложения)

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

15 февраля 2022 г.

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Республика Казахстан, Z05H9E8
ул. Д. Кунаева,8
БЦ «Изумрудный квартал», блок Б

Кас.: Оценок запасов, условных ресурсов и перспективных ресурсов по состоянию на 31 декабря 2021 г. по различным активам на различных лицензионных участках в Республике Казахстан и Российской Федерации

Господа:

По вашему запросу мы подготовили по состоянию на 31 декабря 2021 г. оценки величины доказанных, вероятных и возможных запасов нефти, конденсата, жидкостей природного газа (ЖПГ) и газа, оценки стоимости доказанных, доказанных-плюс-вероятных и доказанных-плюс-вероятных-плюс-возможных запасов, и оценки только величины условных ресурсов нефти, конденсата и газа некоторых месторождений, в которых, по заявлению АО «НК «КазМунайГаз» (НК «КМГ»), ему причитаются или им контролируются доли участия непосредственно или через различные дочерние или совместные предприятия НК «КМГ». Казахстанские дочерние предприятия включают ТОО «Амангельды Газ» (АГГ), АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ), АО «Каражанбасмунай» (КБМ), «Кашаган Б.В.» (КБВ), «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. (КЧГП), ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), ТОО «Казахойл Актобе» (КОА), ТОО «Казахтуркмунай» (КТМ), ТОО «Кольжан» (КЖ), АО «Мангистаумунайгаз» (МТМГ), АО «Озенмунайгаз» (ОМГ), АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР), «ПетроКазахстан Венчерс Инк.» (ПКВ), ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), АО «Тургай Петролеум» (ТГП), ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ) и ТОО «Урихтау Оперейтинг» (УТО). Российские дочерние предприятия включают ООО «Нефтегазовая компания Центральная» (НГКЦ) и ООО «Каспийская нефтегазовая компания» (КНГК). НК «КМГ» заявляет, что все оцениваемые месторождения расположены в Республике Казахстан и Российской Федерации, и в различных долях причитаются соответствующим дочерним предприятиям.

Нами также были оценены величина и потенциальная текущая стоимость перспективных ресурсов нефти и природного газа различных активов на различных лицензионных участках, расположенных в Республике Казахстан.

На представляемые в настоящем письме результаты распространяются определения, допущения, пояснения, ограничения и выводы, содержащиеся в наших отчетах, озаглавленных «Отчет по состоянию на 31 декабря 2021 г. по оценке запасов и выручки и условных ресурсов на некоторых месторождениях с долями участия, причитающимися или контролируемыми АО «НК «КазМунайГаз вариант PRMS» (Отчет по оценке запасов и условных ресурсов) и «Отчет по состоянию на 31 декабря 2021 г. по оценке перспективных ресурсов и потенциальной выручки на различных перспективных структурах с долей, причитающейся АО «НК «КазМунайГаз» на различных лицензионных участках в Республике Казахстан» (Отчет по оценке перспективных ресурсов). Следует принимать во внимание, что без ссылки на Отчет по оценке запасов и условных ресурсов и Отчет по оценке перспективных ресурсов информация, приведенная в настоящем письме, может быть неверно истолкована и ее следует использоваться с осмотрительностью.

Запасы, оцениваемые в настоящем письме, выражены в виде чистых запасов. Оцениваемые чистые доказанные, вероятные и возможные запасы по состоянию на 31 декабря 2021 г. в соответствии с Отчетом по оценке запасов и условных ресурсов, представлены ниже, выраженные в английских единицах измерения в тысячах баррелей (тыс.барр) и миллионах кубических футов (млн.фт^3) и в метрических единицах измерения в тысячах метрических тонн (тыс.т) и миллионах кубических метров (млн.м^3):

	Английские единицы				
Категория запасов	**Нефть и конденсат (тыс.барр)**	**ЖПГ (тыс.барр)**	**Топливный газ (млн.фт^3)**	**Товарный газ (млн.фт^3)**	**Рыночный газ (млн.фт^3)**
Доказанные разрабатываемые добываемые	1,774,735	44,369	932,865	2,533,702	3,466,567
Доказанные разрабатываемые недобываемые	143,309	0	40,894	489,065	529,959
Доказанные разрабатываемые	**1,918,044**	**44,369**	**973,759**	**3,022,767**	**3,996,526**
Доказанные неразрабатываемые	818,784	130,770	1,400,378	1,669,529	3,068,724
Суммарные доказанные	**2,736,828**	**175,139**	**2,374,137**	**4,692,296**	**7,065,249**
Вероятные	1,181,942	30,914	630,551	454,507	1,086,241
Доказанные плюс вероятные	**3,918,771**	**206,053**	**3,004,687**	**5,146,803**	**8,151,490**
Возможные	693,529	26,256	379,224	998,699	1,377,923
Доказанные плюс вероятные плюс возможные	**4,612,300**	**232,309**	**3,383,912**	**6,145,502**	**9,529,413**

Категория запасов	Метрические единицы				
	Нефть и конденсат (тыс.т)	ЖНГ (тыс.т)	Топливный газ (млн.м^3)	Товарный газ (млн.м^3)	Рыночный газ (млн.м^3)
Доказанные разрабатываемые добываемые	234,214	3,749	26,420	71,746	98,165
Доказанные разрабатываемые недобываемые	18,793	0	1,158	13,849	15,007
Доказанные разрабатываемые	**253,007**	**3,749**	**27,578**	**85,595**	**113,173**
Доказанные неразрабатываемые	106,100	11,050	39,652	47,277	86,895
Суммарные доказанные	**359,107**	**14,799**	**67,230**	**132,872**	**200,068**
Вероятные	155,452	2,614	17,855	12,865	30,753
Доказанные плюс вероятные	**514,559**	**17,413**	**85,085**	**145,737**	**230,821**
Возможные	92,823	2,218	10,733	28,280	39,012
Доказанные плюс вероятные плюс возможные	**607,382**	**19,631**	**95,817**	**174,016**	**269,833**

Примечание: Вероятные и возможные запасы не были пересчитаны с учетом риска, что позволило бы их сопоставление с доказанными запасами.

Оцениваемые в настоящем письме-отчете условные ресурсы выражены в виде чистых условных ресурсов. Оцениваемые чистые условные ресурсы не могут быть классифицированы как запасы. Представленные в настоящем письме оцениваемые чистые условные ресурсы приведены как средство сопоставления с другими условными ресурсами и не предполагают прямого сопоставления с запасами. Оцениваемые чистые условные ресурсы 1С, 2С и 3С по состоянию на 31 декабря 2021 г. в соответствии с Отчетом по оценке запасов и условных ресурсов, представлены ниже в обобщенном виде, выраженные в метрических единицах измерения в тысячах тонн (тыс.т) и миллионах кубических метров (млн.м^3):

Категория	Чистые условные ресурсы			
	Английские единицы		Метрические единицы	
	Нефть и конденсат (тыс.барр)	Товарный газ (млн.фт^3)	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м^3)
Рентабельные				
1С	129,349	604,895	17,563	17,131
2С	496,498	1,824,728	67,342	51,670
3С	1,253,261	3,318,127	169,860	93,953
Нерентабельные				
1С	67,260	953,210	8,975	26,989
2С	169,662	2,026,568	22,441	57,379
3С	341,078	6,374,011	45,285	180,481
Всего				
1С	**196,609**	**1,558,105**	**26,538**	**44,120**
2С	**666,160**	**3,851,296**	**89,783**	**109,049**
3С	**1,594,339**	**9,692,138**	**215,145**	**274,434**

Примечания:

1. Пересчет количеств условных ресурсов с учетом каких-либо факторов риска не приравнивает условные ресурсы к запасам.
2. Нет уверенности в том, что добыча какой-либо части оцененных в настоящем отчете условных ресурсов окажется промышленно рентабельной.

Поток наличности НК «КМГ» и текущая стоимость НК «КМГ», соответствующие доле НК «КМГ» в доказанных, доказанных-плюс-вероятных и доказанных-плюс-вероятных-плюс-возможных запасах по состоянию на 31 декабря 2021 г., в соответствии с Отчетом по оценке запасов и условных ресурсов, приведены ниже, выраженные в тысячах долларов США (тыс.$США):

	НК «КМГ»	
Категория запасов	**Поток наличности (тыс.$США)**	**Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.$США)**
Доказанные разрабатываемые	34,898,274	14,717,292
Доказанные неразрабатываемые	17,837,826	7,443,408
Суммарные доказанные	**52,736,100**	**22,160,700**
Доказанные-плюс-вероятные	69,308,596	24,945,684
Доказанные-плюс-вероятные-плюс-возможные	79,502,898	26,796,847

Примечание: Стоимости вероятных и возможных запасов не были пересчитаны с учетом риска, что позволило бы их сопоставление со стоимостью доказанных запасов.

Перспективные ресурсы были оценены на различных лицензионных участках в Республике Казахстан. Оценки перспективных ресурсов, приведенные ниже, обобщены при помощи метода статистического суммирования. Оценки общих перспективных ресурсов газа по состоянию на 31 декабря 2021 г. в соответствии с Отчетом по оценке перспективных ресурсов, обобщены ниже, выраженные в английских единицах в тысячах баррелей (тыс.барр) и тысячах метрических тонн (тыс.т) и в метрических единицах в миллионах кубических футов (млн.фт^3) и миллионах кубических метров (млн.м^3):

	Общие перспективные ресурсы			
	1U (Низкая) оценка	2U (Лучшая) оценка	3U (Высокая) оценка	Средняя оценка
Английские единицы				
Общие перспективные ресурсы нефти, тыс.барр	5,806,371	11,397,494	18,865,589	12,550,089
Общие перспективные ресурсы товарного газа, млн.фт^3	3,680,387	5,207,045	6,272,410	5,256,800
Общие перспективные ресурсы конденсата, тыс.барр	31,290	70,099	127,348	81,004
Общие перспективные ресурсы растворенного газа, млн.фт^3	2,722,351	5,717,083	10,128,533	6,494,992
Метрические единицы				
Общие перспективные ресурсы нефти, тыс.т	795,393	1,561,300	2,584,327	1,719,190
Общие перспективные ресурсы товарного газа, млн.м^3	104,216	147,446	177,613	148,855
Общие перспективные ресурсы конденсата, тыс.т	3,793	8,497	15,436	9,819
Общие перспективные ресурсы растворенного газа, млн.м^3	77,088	161,888	286,805	183,916

Примечания:

1. 1U (Низкая), 2U (Лучшая), 3U (Высокая) и средняя оценки соответствуют P_{90}, P_{50}, P_{10} и среднему соответственно.
2. Объемы, приведенные в таблице, не были пересчитаны с учетом P_g и P_e.
3. Применение каких-либо геологических или экономических факторов не приравнивает перспективные ресурсы к условным ресурсам или запасам.
4. В расчете перспективных ресурсов в таблице учтен коэффициент извлечения.
5. Перспективные ресурсы, приведенные выше, получены методом статистического суммирования.
6. Совокупное количество перспективных ресурсов оцениваемых перспективных площадей получено методом арифметического суммирования в соответствии с требованиями PRMS.
7. Нет уверенности в том, что какая-либо часть перспективных ресурсов, оцениваемых в настоящем отчете, будет открыта. При условии открытия отсутствует уверенность в том, что разработка какой-либо части перспективных ресурсов, оцениваемых в настоящем отчете, окажется рентабельной.

В следующей таблице приведена обобщенная оценка потенциальной текущей стоимости НК «КМГ» со ставкой дисконта 10 процентов, которая может быть получена в результате добычи и реализации усеченных, скорректированных на TEFS и P_e перспективных ресурсов по состоянию на 31 декабря 2021 г. на различных перспективных площадях, оцениваемых в Отчете по оценке перспективных ресурсов, полученные методом оценки удельной потенциальной текущей стоимости на количество перспективных ресурсов со ставкой дисконта 10 процентов, приведены ниже, выраженные в тысячах долларов США (тыс.$США):

	Потенциальная текущая стоимость НК «КМГ» со ставкой дисконта 10 процентов			
	1U (Низкая) оценка (тыс.$США)	2U (Лучшая) оценка (тыс.$США)	3U (Высокая) оценка (тыс.$США)	Средняя оценка (тыс.$США)
Усеченные, скорректированные на TEFS и P_e перспективные ресурсы нефти НК «КМГ»	3,576,032	4,326,831	5,235,261	4,374,940
Усеченные, скорректированные на TEFS и P_e перспективные ресурсы товарного газа НК «КМГ»	-	-	-	-

Примечания:

1. 1U (Низкая), 2U (Лучшая), 3U (Высокая) и средняя оценки соответствуют P_{90}, P_{50}, P_{10} и среднему соответственно.
2. Оценки потенциальной текущей стоимости перспективных ресурсов со ставкой дисконта 10 процентов не сопоставимы с оценками текущей стоимости условных ресурсов или запасов.
3. Оценки потенциальной текущей стоимости перспективных ресурсов со ставкой дисконта 10 процентов не включают поправки на политическую и/или экологическую неопределенность.
4. Оценки потенциальной текущей стоимости перспективных ресурсов со ставкой дисконта 10 процентов основаны на расчетах методом статистического суммирования.
5. Существует вероятность того, что на перспективных площадях не будет успешных открытий, и в таком случае потенциальная текущая стоимость со ставкой дисконта 10 процентов будет отсутствовать.
6. Совокупное количество перспективных ресурсов оцениваемых перспективных площадей получено методом арифметического суммирования в соответствии с требованиями PRMS.
7. Нет уверенности в том, что какая-либо часть перспективных ресурсов, оцениваемых в настоящем отчете, будет открыта. При условии их открытия отсутствует уверенность в том, что разработка какой-либо части перспективных ресурсов, оцениваемых в настоящем отчете, окажется рентабельной.
8. Данные TEFS, профили потенциальной добычи, графики затрат, цены и дисконтированные потоки наличности, используемые для оценки потенциальной текущей стоимости, были предоставлены НК «КМГ»; независимая проверка этих данных со стороны «ДеГольер энд МакНотон» не проводилась.
9. Перспективные ресурсы товарного газа, отмеченные прочерком (-), оценены с отрицательным значением потенциальной текущей стоимости с дисконтом 10 процентов и были исключены по запросу НК «КМГ».

Информация, использованная при подготовке настоящего письма, была получена от НК «КМГ». При подготовке настоящего отчета мы использовали, без независимой экспертизы, предоставленную НК «КМГ» информацию о праве собственности, добыче, и различную другую информацию и данные, которые были приняты нами в предоставленном виде. Для целей настоящего отчета не было необходимости в посещении и осмотре месторождений на местах.

Передано,

ДеГОЛЬЕР энд МакНОТОН

Зарегистрированная в Техасе инженерная фирма F-716

Томас Д. Скотт Мл., т.п.г., с.п.г.
Старший вице-президент,
ДеГольер энд МакНотон

Стефан Р. Кристосик, п.и.
Вице-президент,
ДеГольер энд МакНотон

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Предполагается, что Акции будут допущены к торгам на AIX 8 декабря 2022 года.

Компания получила все согласия, одобрения и разрешения, требуемые в соответствии с законодательством Казахстана, а также правилами и положениями МФЦА в связи с Допуском и Предложением. Заключение Продающим акционером Соглашения об андеррайтинге с Местными букранерами было должным образом санкционировано Правлением 3 ноября 2022 года.

Копии представленных ниже документов будут доступны в течение 12 месяцев с даты публикации настоящего Проспекта на сайте Компании https://www.kmg.kz:

- настоящий Проспект;
- Устав;
- краткое заключение из Отчета D&M (Приложение А к настоящему Проспекту); и
- Финансовая отчетность.

Юридический адрес Компании: Казахстан, Астана, 010000, улица Кунаева, д. 8, номер телефона: +7 (7172) 786 101. Существенных изменений в финансовом положении или финансовых показателях деятельности Группы не произошло с 30 июня 2022 года, даты окончания последнего финансового периода, за который была опубликована финансовая информация кроме случаев, описанных в разделе «Капитализация».

По мнению Компании, оборотный капитал, имеющийся в распоряжении Компании, достаточен для удовлетворения текущих требований Компании, то есть, как минимум, на следующие 12 месяцев после даты составления настоящего Проспекта.

Акции деноминированы в тенге.

Цена предложения была определена Советом директоров Продающего акционера на основе рекомендаций Местных букранеров, Международных букранеров и независимых консультантоы до даты начала периода предложения. Результаты Предложения будут обнародованы Компанией в пресс-релизе сразу в Дату закрытия, или после этой даты, включая через Службу нормативных объявлений AIX.

Существенные контракты

Отношения между Компанией и ТШО

Учредительный договор

Учредительный договор о создании ТШО был заключен 2 апреля 1993 г. («**Учредительный договор**»). Учредительный договор предусматривает, что целями ТШО являются разработка углеводородных ресурсов и разведка, добыча, переработка, хранение, транспортировка, экспорт и продажа углеводородов, углеводородных продуктов и серы. Срок действия Учредительного договора - 40 лет.

Учредительный договор предусматривает, что заседания Совета Партнерства проводятся в офисах ТШО не реже одного раза в квартал, если иное не будет принято Советом Партнерства.

Соглашение о проекте

Соглашение о проекте было заключено 2 апреля 1993 г. («**Соглашение о проекте**») и устанавливает обязательства сторон по платежам, налогам, роялти и другим вопросам, связанным с деятельностью ТШО. В соответствии с Соглашением о проекте ТШО обладает

исключительными правами до 6 апреля 2033 года на разработку и добычу всех углеводородов, углеводородных продуктов и серы на своей лицензионной территории, как указано в лицензии на добычу. Правительство обязано обеспечить, чтобы деятельность ТШО не подвергалась неблагоприятному влиянию действий и операций других операторов в данном районе в отношении выбросов и использования природных ресурсов и инфраструктуры.

ТОО «PSA»

В июне 2010 года Компания учредила ТОО «PSA» - дочернюю компанию со 100-процентной долей участия - (по состоянию на 31 декабря 2021 год). ТОО «PSA» отвечает за СРП по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), соответственно, месторождению Карачаганак и месторождению Дунга. Хотя ТОО «PSA» на законных основаниях принадлежит Компании, на дату настоящего Проспекта, 100 процентов доли участия в ТОО «PSA» принадлежат Министерству энергетики на основании договора доверительного управления с Компанией[13].

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 июня 2016 года ТОО «PSA» было назначено уполномоченным органом от имени и в интересах Правительства Казахстана в соглашениях о разделе продукции по крупным нефтяным месторождениям, таким как Северо-Каспийский проект (месторождение Кашаган), проект Карачаганак (месторождение Карачаганак) и проект Дунга (месторождение Дунга) («**Проекты**»).

Основной функцией ТОО «PSA» является мониторинг и защита интересов Правительства путем обеспечения соблюдения всеми сторонами их соответствующих обязательств по Проектным документам ТОО «PSA», в том числе рассмотрение многолетнего плана развития и годовых бюджетов Проектов ТОО «PSA», проведение аудиторских проверок, учет нефтяных операций, соблюдение тендерных процедур, участие в комитетах по управлению Проектами ТОО «PSA».

Кредит Атырауского НПЗ в Банке ВТБ

В соответствии с Соглашением о предоставлении кредитной линии с Банком ВТБ от 18 октября 2021 года Атырауский НПЗ, дочернее предприятие Компании, получил кредит от Банка ВТБ на сумму 38 169 миллионов рублей (или 229 015 миллионов тенге). Дата прекращения и окончательного погашения установлена через 72 месяца с даты исполнения – октябрь 2027 года. Кредит был предоставлен для различных конкретных целей, как указано в соглашении о предоставлении кредитной линии, включая общие корпоративные цели, такие как финансирование капитальных затрат, финансирование приобретений и потребности в оборотном капитале. Процентная ставка установлена на уровне ключевой ставки ЦБ РФ плюс 2,25% годовых. Ключевая ставка ЦБ значительно выросла в период с ноября 2021 года по март-апрель 2022 года и в настоящее время составляет 14% годовых. КМГ находится в процессе оценки целесообразности и возможности досрочного погашения данного кредита.

[13] Однако на дату настоящего Проспекта не произошло никаких изменений в механизмах владения или доверительного управления PSA, и делегирование остается в силе. Министерство энергетики, Компания и ТОО «PSA» все еще ведут постоянные обсуждения относительно наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон. На дату настоящего Проспекта принятия незамедлительных решений или действий не ожидается. Ни создание Министерства нефти и газа Казахстана в 2010 году, ни последующее создание ТОО «PSA» и делегирование ему функций Упономоченного Органа в рамках деятельности ТОО «PSA», ни недавняя реорганизация Правительства и создание Министерства энергетики на сегодняшний день, и предположительно, никоим отрицательным образом не повлияют на статус Компании как назначенного бенефициара приоритетных прав Правительства на приобретение долей в контрактах на недропользование (в отношении стратегических залежей недр) или запасов Компании или других коммерческих интересов.

Соглашения об андеррайтинге

Компания и Букранеры заключили Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами в отношении предлагаемого листинга и публичного размещения Акций Компании на AIX и/или KASE. Продающий акционер намеревается присоединиться к Соглашению об андеррайтинге с местными букранерами в Дату открытия, или приблизительно в эту дату.

Кроме того, Компания, Продающий акционер и Международные букранеры намерены заключить Соглашение оо андеррайтинге с международными букранерами до Даты распределения в отношении продажи Акций Компании инвесторам-нерезидентам. Смотрите «*План распределения – Соглашение об андеррайтинге»*.

Тикер AIX для Акций — KMG. Тикер KASE для Акций – KMGZ.

Компании неизвестно ни о каком-либо лице, намеревающемся подписаться или купить более чем 5 процентов Предложения.

На дату настоящего Проспекта существенные дочерние компании Компании, консолидированные в ее Финансовой отчетности, включают РД КМГ, КМТ, КМГ Карачаганак, КТМ, КТО, КМТФ, Cooperative Kazmunaygas PKI U.A., Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ, KMG International и KMG DS. Смотрите «*Описание деятельности Компании*».

ГЛОССАРИЙ ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

В настоящем Проспекте, если контекст не требует иного, следующие слова и выражения имеют следующие значения.

«Финансовая отчетность за 2019 год»	прошедшая аудит консолидированная финансовая отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2019 г.
«Финансовая отчетность за 2020 год»	прошедшая аудит консолидированная финансовая отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2020 г.
Финансовая отчетность за 2021 год	прошедшая аудит консолидированная финансовая отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2021 г.
«Допуск к торгам»	включение Акций в Официальный список AIX
«Заявление»	предварительно профинансированный запрос физического лица-покупателя в форме индивидуального заявления, переданного Продающему акционеру, на подписку (покупку) Акций, размещаемых в Предложении на KASE и/или Предложении на AIX, включая Заявку
«Политика управления выбросами в атмосферу»	Политика управления выбросами в атмосферу утвержденная Компанией в 2019 году
«AIX»	«Astana International Exchange Limited», фондовая Биржа Международного финансового центра «Астана»
«Допуск к торгам на AIX»	Включение в Официальный котировальный список
«Бизнес правила AIX»	Бизнес правила AIX от 12 ноября 2017 года
«AIX CSD»	AIX Central Securities Depository Ltd.
«Предложение AIX»	Предложение на AIX
«Дата распределения»	5 декабря 2022 года
«ALMTG»	ТОО «Air Liquide Munay Tech Gases»
«AMS»	автоматизированная онлай система слежения
«Антикоррупционные стандарты»	Антикоррупционные стандарты для работников от 16 января 2017 г.
«Антимонопольное агентство»	Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан
«АПЭ»	альтернативные показатели эффективности
«Приложение»	мобильное приложение, разработанное AIX под торговой маркой «Tabys» и предлагаемое в аренду на основании соответствующих соглашений о сублицензии эмитентам (их продающим акционерам или их должным образом уполномоченным торговым агентам, действующим от имени и в интересах эмитента и (или) продающий(е) акционер(ы), чьи ценные бумаги котируются или планируются к листингу на AIX в целях Прямой подписки. Приложение может загружаться на личные устройства покупателей или доступно

	через отделения Казпочты.
«Арбитражное право»	Закон № 488-V ЗРК Республики Казахстан «Об арбитраже» от 8 апреля 2016 года с изменениями
«Атырауский НПЗ»	Атырауский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «АНПЗ»)
«Авторизованный лимит»	До 30 505 974 Акций, представляющих в совокупности приблизительно 5% от общего количества существующих акций Компании
«НДТ»	наилучшие доступные технологии, наиболее эффективная и продвинутая стадия подготовки видов работ и способов их проведения, что свидетельствует об их практической целесообразности как основы для установления технологических норм и других экологических условий, направленных на предотвращение или, если это нецелесообразно, минимизации негативного техногенного воздействия на окружающую среду (в соответствии с Экологическим кодексом)
«баррели»	стандартные баррели на 42 галлона США
«Заявка»	предварительно профинансированная заявка приобретателя - физического лица в форме индивидуального электронного заявления, направленного Продающему акционеру через Приложение, на подписку (приобретение) Акций, размещаемых по Прямой подписке
«Сбор заявок»	определяемый Продающим акционером процесс сбора индивидуальных предварительно профинансированных электронных Заявок покупателей на Акции, передаваемых Продающему акционеру через Приложение во время Прямой подписки
«Совет директоров»	совет директоров Компании
«Каспийская НГК»	ООО «Каспийская нефтегазовая компания»
«КаспиБитум»	ТОО СП «Каспи Битум»
«Объекты I категории»	отдельные объекты (включая предприятия по добыче и переработке нефти и газа) в соответствии с Экологическим кодексом с относительно высокими уровнями негативного воздействия на окружающую среду
«ЦБ РФ»	Центральный банк России
«CCEL»	Компания «CITIC Canada Energy Limited»
«СКМ»	Советом по конкуренции Молдовы
«Центральная НГК»	ООО «Центральная нефтегазовая компания»
«CGU»	единицы, генерирующие денежные потоки
«Устав»	устав Компании утвержденный Самрук-Казына в качестве владельца всех голосующих акций Компании 22 апреля 2016 года (с изменениями и дополнениями)

«СНГ»	Содружество Независимых Государств
«Закон о гражданской защите»	Закон № 188-В Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года с изменениями и дополнениями
«КННК»	Китайская национальная нефтяная корпорация
«Компания» или «КМГ»	АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
«Компетентный орган»	государственные органы, регулирующие и компетентные в сфере недропользования, то есть Минэнерго (в отношении углеводородов и урана) и МИИР (в отношении твердых полезных ископаемых (за исключением общераспространенных полезных ископаемых, в отношении которых местные исполнительные органы (*акиматы*) реализуют государственную политику и предоставляют права недропользования))
«Дата закрытия»	7 декабря 2022 года
«Контролирующее юридическое лицо»	юридическое лицо, которое может прямо или косвенно определять решения недропользователя
«Страна с блогприятным налоговым режимом»	Любое иностранное государство или территория, которая отвечает критериям Налогового кодекса. Смотрите «*Налогообложение*»
«КТК»	КТК-К и КТК-Р
«КТК-К»	АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-К»
«КТК-Р»	АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»
«трубопровод КТК»	магистральный нефтепровод, эксплуатируемый КТК
«БРК»	Банк Развития Казахстана
«D&M»	Компания «DeGolyer and MacNaughton», зарегистрированная по адресу: 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas, USA,75244
«Отчет D&M»	Отчет по состоянию на 31 декабря 2021 г. о запасах, выручке и условно-рентабельных запасах отдельных месторождений, доли участия в которых принадлежат или контролируются АО НК «КазМунайГаз – PRMS CASE» от 9 февраля 2022 г.
«Пряма подписка»	сбор заявок и прямая продажа Акций казахстанским розничным инвесторам через Приложение или отделения Казпочты
«Директор(ы)»	директор(ы) Компании
«ЕАЭС»	Евразийский экономический союз, в котором Казахстан участвует совместно с Республикой Армения, Республикой Беларусь, Кыргызской Республикой и Российской Федерацией
«Договор о ЕАЭС»	Договор о Евразийском экономическом союзе (подписан в г. Астане 29 мая 2014 г. с изменениями и дополнениями и ратифицирован Казахстаном в соответствии с Законом

	Республики Казахстан от 14 октября 2014 г. № 240-V)
«Правила ЭП»	Правила расчета ставки экспортной таможенной пошлины на сырую нефть и нефтепродукты, утвержденные приказом № 81 Министра национальной экономики от 17 февраля 2016 года
«УИЭ»	Управление США по информации в области энергетики
«EMBI»	Индекс облигаций развивающихся рынков JP Morgan
«ЭМГ»	АО «Эмбамунайгаз»
«Экологический кодекс»	Кодекс Республики Казахстан «Экологический кодекс Республики Казахстан» № 400-VI от 2 января 2021 года с изменениями и дополнениями
«Экологическое законодательство»	Законы и нормативные акты Казахстана в области охраны окружающей среды, включающие, в основном, Экологический кодекс и соответствующие нормативные акты, а также другие законы, нормативные акты и другие требования в области охраны здоровья, труда и промышленной безопасности, применимые к нефтегазовым компаниям
«Экологическая политика»	Экологическая политика, утвержденная Компанией в сентябре 2021 г.
«ЭР»	экологические разрешения
«ЕВРО» или «евро»	законная на данный момент валюта государств-членов Европейского Союза, принявших единую валюту в соответствии с Римским договором об учреждении Европейского экономического сообщества с поправками
«Европейский Союз» или «ЕС»	политический и экономический союз 28 государств-членов, расположенных преимущественно в Европе
«Положение о проспекте ЕС»	Регламент (ЕС) 2017/1129 Европейского парламента и Совета от 14 июня 2017 г. о проспекте, подлежащем публикации, когда ценные бумаги предлагаются широкому кругу лиц или допускаются к торгам на регулируемом рынке (с изменениями)
«E&Y»	ТОО «Эрнст энд Янг», зарегистрированное по адресу Есентай Тауэр, 77/7, пр. Аль-Фараби, г. Алматы 050060, Казахстан (ассоциированный член Палаты аудиторов Казахстана)
«Faber»	компания Фабер Инвест энд Трейд Инк.
«FCA»	Управление финансового надзора Великобритании
«FEED»	Подготовка проектной документации
«ЗФИБ»	Законо Японии о финансовых инструментах и биржах (Закон №25 от 1948 года с изменениями и дополнениями)
«ПБР»	Проект Будущего Расширения ТШО

«Финансовая отчетность»	прошедшая аудит консолидированная финансовая отчетность Группы по состоянию и за годы, закончившиеся 31 декабря 2021, 2020 и 2019 гг., и не прошедшая аудит промежуточная консолидированная финансовая отчетность Группы за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г.
«ЗФУР»	Закон о финансовых услугах и рынках 2000 года с изменениями и дополнениями
«Закон о газе и газоснабжении»	Закон № 532-IV Закона Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года с изменениями и дополнениями
«Газпром»	ПАО «Газпром»
«Общее собрание акционеров»	общее собрание акционеров Компании
«Парниковые газы»	выбросы парниковых газов
«Комитет геологии»	Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
«Правительство»	Правительство Республики Казахстан
«Группа»	Компания и ее консолидированные дочерние компании и совместные предприятия в целом
«Держатель»	в отношении любой Акции лицо, зарегистрированное в качестве держателя этой Акции в Реестре
«Соглашение об андеррайтинге с международными букранерами»	согалшение об андеррайтинге между Компанией, Продающим акционером и Международными букранерами, которое намерены ззаключить до Даты распределения
«СВК»	система внутреннего контроля Компании
«Политика СВК»	Политика систем внутреннего контроля от 21 октября 2008 г. (с изменениями и дополнениями)
«МСФО»	Международные стандарты финансовой отчетности, выпущенные Советом по международным стандартам финансовой отчетности
«Программа страхования»	единая программа корпоративного страхования Компании
«Промежуточная финансовая отчетность»	не прошедшая аудит промежуточная консолидированная финансовая отчетность Группы за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года.
«Международные букранеры»	WOOD & Company Financial Services, a.s., Renaissance Securities (Cyprus) Limited
«Межгосударственное соглашение»	Соглашение между Республикой Казахстан и Российской Федерацией о разграничении дна северной части Каспийского моря для осуществления суверенных прав на пользование недрами от 6 июля 1998 года и Протокол к нему от 13 мая 2002 года (в редакции от 25 января 2006 г. и 9 ноября 2017 г.)
«Исатайский контракт на	контракт на недропользование № 4160 от 26 июня 2015 года

недропользование»	на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья на участке Исатай, расположенном в казахстанской части Каспийского моря, с изменениями и дополнениями
«ISO 14001»	требования международных экологических стандартов
«ISO 45001»	системы управления охраной труда и промышленной безопасностью
«ИТ»	информационные технологии
«Закон об АО»	Закон Республики Казахстан № 415-II «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года с изменениями и дополнениями
«KASE»	АО «Казахстанская фондовая биржа»
«Предложение на KASE»	Предложение на KASE
«КазГПЗ»	Казахский ГПЗ
«Казпочта»	региональное(ые) отделение(я) АО «Казпочта», оказывающее помощь покупателям в передаче их Предложений Продающему акционеру через Приложение и выступающее в качестве платежного агента таких покупателей путем приема и перечисления платежному агенту предоплаты за соответствующие Предложения в соответствии с Проспектом и соответствующими юридическими соглашениями между покупателями и Казпочтой
«Казахойл»	ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»
«Казахойл Актобе»	ТОО «Казахойл Актобе»
«Казахстан»	Республика Казахстан
Закон «О трансфертном ценообразовании» РК	Закон № 67-IV Закона Республики Казахстан «О трансфертном ценообразовании» от 5 июля 2008 года.
Закон «О рынке ценных бумаг» РК	Закон Республики Казахстан № 461-II «О рынке ценных бумаг» от 2 июля 2003 года с изменениями и дополнениями
«Казгермунай»	ТОО «СП «Казгермунай»
«КБМ»	АО «Каражанбасмунай»
«Казахстано-китайский трубопровод»	сеть нефтепроводов от Атырау в западном Казахстане до Алашанькоу на казахстанско-китайской границе общей протяженностью около 2800 км в собственности ККТ.
«KCD»	АО «Центральный депозитарий ценных бумаг»
«ККТ»	ТОО СП «Казахстанско-Китайский Трубопровод»
«ПРК»	Проект расширения Карачаганака
«KLPE»	ТОО «KLPE»
«Кодекс корпоративного управления КМГ»	Кодекс корпоративного управления Компании принят 27 мая 2015 г.

«KMG DS»	ТОО «KMG Drilling & Services»
«КМГ РД»	«Разведка Добыча «КазМунайГаз»
«KMG International» или «KMGI»	Компания КазМунайГаз Интернэшнл Н.В.
«КМГ Кашаган»	КМГ Кашаган Б.В.
«КМГ Карачаганак»	КМГ Карачаганак Б.В.
«Месторождения КМГ»	Месторождения, оператором которых является КМГ со стабильной добычей (в том числе, ОМГ, ММГ и ЭМГ, а также другие действующие месторождения
«КМТ»	ТОО «ОНК «КазМунайТениз»
«КМТФ»	ТОО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот»
«КТЖ»	АО «Казахстан Темир Жолы», казахстанский национальный железнодорожный оператор
«KPI»	ТОО «Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк.»
«КПМГ»	KPMG (сертифицированные бухгалтеры и член Международной федерации бухгалтеров)
«КПО»	Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.
«КТМ»	ТОО «Казахтуркмунай»
«КТО»	АО «КазТрансОйл»
«СРП Курмангазы»	Соглашение о разделе продукции № 1787 по проекту «Курмангазы» от 06 июля 2005 г.
«KUS»	ТОО «Karabatan Utility Solutions»
«Тенге»	«Казахстанский Тенге» означает законную валюту Республики Казахстан.
«Трудовой кодекс»	Трудовой кодекс Республики Казахстан (№ 414-V от 23 ноября 2015 года в действующей редакции)
«Закон о занятости населения»	Закон Республики Казахстан «О занятости населения» (№ 482-V от 06 апреля 2016 г. в действующей редакции)
«Соглашение об андеррайтинге с местными букранерами»	Согалшение об андеррайтинге между Компанией и Местными букранерами от 29 июля 2022 года, к которому намеревается присоединиться Самрук-Казына в Дату открытия, или приблизительно в эту дату
«Программа НУР»	Программа низкоуглеродного развития на 2022–2031 годы, утвержденная Компанией в 2021 году
«Период неотчуждения»	Период в течение 180 дней после Даты закрытия, в течение которого, ни Компания, ни Продающий акционер, и ни НБК, за некоторыми исключениями, без предварительного письменного согласия Букранеров не будут выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, обременять (включая

	залог) или иным образом распоряжаться любыми Акциями
«Обязательство неотчуждения»	Обязательство НБК перед Букранерами, подписанное НБК 4 ноября 2022 года, о том, что НБК не будет, за некоторыми исключениями, без предварительного письменного согласия Букраннеров выпускать, предлагать, размещать, отчуждать, обременять (включая залог) или иным образом распоряжаться любыми Акциями.
«Местные букранеры»	АО «Halyk Finance», АО «Freedom Finance», АО «SkyBridge Invest» и АО «BCC Invest»
«СУГ»	сжиженный нефтяной газ
«Лукойл»	ПАО «Лукойл»
«Основной акционер»	Любой акционер или группа акционеров представляющие не менее 10% голосующих акций (по отдельности или совместно, в зависимости от обстоятельств)
«Правление»	Правление Компании
«Регламент деятельности рынка»	Регламент деятельности рынка МФЦА (Регламент МФЦА № FR0003 от 17 октября 2017 г.) (с изменениями и дополнениями)
«Мега-месторождения»	три мега-месторождения, находящиеся в разработке (а именно, месторождение Тенгиз, включая Королевское месторождение (эксплуатируются ТШО), месторождение Карачаганак (эксплуатируется КПО) и месторождение Кашаган (эксплуатируется НКОК)
«МЭГПР»	Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
«MIBV»	Мангистау Инвестментс Б.В.
«МИИР»	Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан
«НДПИ»	налог на добычу полезных ископаемых
«Министерство энергетики»	Министерство энергетики Республики Казахстан
«Министерство финансов»	Министерство финансов Республики Казахстан
«ММГ»	АО «Мангистаумунайгаз»
«МунайТас»	ТОО «МунайТас»
«Комитет естественных монополий»	Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан
«НБК»	Национальный Банк Республики Казахстан
«СРПСК»	соглашение о совместной деятельности от 6 июля 1998 года, заключенное между участниками СКПК
«NCI»	индекс сложности Нельсона

«СКПК»	Северо-Каспийский проектный консорциум
«НКОК»	Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.
«Нью-Йоркская конвенция»	Нью-Йоркская конвенция 1958 года о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений
«ОЭСР»	Организация Экономического Сотрудничества и Развития
«ОКЗА»	Отдел по контролю зарубежных активов Министерства финансов США
«Период предложения»	Период, в течение которого инвесторы могут подавать Заявления на подписку (покупку) Акций, начиная с Даты открытия и заканчивая (a) 30 ноября 2022 года, 18:00 (времени Астаны) для институциональных инвесторов и (b) 2 декабря 2022 года, 15:00 (времени Астаны) для розничных инвесторов.
«Цена предложения»	окончательная цена в тенге за Акцию, по которой Акции должны быть приобретены в соответствии с Предложением
«Предложение»	предложение Акций Продающим Акционером
«Официальный список»	официальный список AIX
«ОМГ»	АО «Озенмунайгаз»
«ОПЕК»	Организация стран-экспортеров нефти, в которую входят следующие государства-члены: Алжир, Ангола, Венесуэла, Габон, Ирак, Иран, Республика Конго, Кувейт, Ливия, ОАЭ, Нигерия, Саудовская Аравия и Экваториальная Гвинея
«OPEC+»	Расширенная группа стран, включающая все государства-члены ОПЕК и следующие государства, не входящие в ОПЕК: Азербайджан, Бахрейн, Бруней-Даруссалам, Казахстан, Малайзию, Мексику, Оман, Филиппины, Россию, Судан и Южный Судан
«Приказ»	Закон о финансовых услугах и рынках 2000 года (Финансовое продвижение) Приказ 2005 года (с изменениями и дополнениями)
«Дата открытия»	9 ноября 2022 года
«Парижское соглашение»	Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата
«Павлодарский НПЗ»	ТОО «Павлодарский НПЗ»
«Закон о разрешениях и уведомлениях»	Закон № 202-V Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года с изменениями и дополнениями
«PKI»	ПетроКазахстан Инк.
«ПКОП»	ПетроКазахстан Ойл Продактс

«Производство полимеров»	ТОО «Полимер Продакшн»
«PRMS»	стандарты оценки запасов в рамках Системы управления нефтяными ресурсами, спонсируемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Обществом инженеров-оценщиков нефти.
«Программа»	национальная программа управления недрами
«Проспект»	настоящий Проспект от 7 ноября 2022 года
«СРП»	соглашение о разделе продукции
«Закон об СРП»	Закон № 68-III Республики Казахстан «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 года с изменениями
«Проекты ТОО «PSA»	Северо-Каспийский проект (месторождение Кашаган), проект Карачаганак (месторождение Карачаганак) и проект Дунга (месторождение Дунга)
«QazaqGaz»	АО «Национальная компания «QazaqGaz» (ранее АО «КазТрансГаз»)
«PHAMP»	Румынское национальное агентство минеральных ресурсов
«Соответствующие государства»	Страны-участницы Европейской Экономической Зоны
«Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»
«Ространснадзор»	Федеральная служба по надзору в сфере транспорта Российской Федерации
«Refinery Company RT»	ТОО «Нефтеперерабатывающая Компания РТ»
«RMM»	Ромпетрол Молдова, дочерняя компания KMG International
«РУБ»	Российский рубль, законная валюта Российской Федерации
«Правила проведения антикоррупционного мониторинга»	Правила проведения антикоррупционного мониторинга и внутреннего анализа коррупционных рисков в Компании и его дочерних и аффилиированных компаниях на 15 июня 2017 г.
«Россия»	Российская Федерация
«Буровая установка Satti»	буровая установка Satti, принадлежащая компании «KMG Drilling&Services»
«Стандарты SEC»	классификация запасов, разрешенная Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC)
«Закон «О ценных бумагах»	Закон США о ценных бумагах 1933 года с поправками, а также правила и положения, обнародованные в соответствии с ним
«Продающий акционер» или Самрук-Казына	АО Самрук-Казына

«Высшее руководство»	Высший состав руководства Группы на дату настоящего Проспекта
«Акционеры»	означает, если не указано иное, держателя(ей) Акции(й)
«Акции»	простые акции, каждая разной номинальной стоимости, в уставном капитале Компании. Смотретие «*ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА И ПРИМЕНИМОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО КАЗАХСТАНА – Акционерный капитал*».
«СИБУР»	ПАО «СИБУР Холдинг»
«Силлено»	ТОО «Силлено»
«СКО»	ТОО «Самрук-Казына Ондеу» (ранее ТОО «Объединенная химическая корпорация»)
«Закон о суверенном фонде благосостояния»	Закон Республики Казахстан № 550-IV «О Фонде национального благосостояния» от 1 февраля 2012 года с изменениями и дополнениями
«Закон о государственных закупках»	Закон Республики Казахстан № 434-V «О государственных закупках» от 4 декабря 2015 года с изменениями и дополнениями
«Закон о государственной собственности»	Закон Республики Казахстан № 413-IV «О государственном имуществе» от 1 марта 2011 года с изменениями и дополнениями
«Дело Стати»	спор со сторонами Стати, связанный с расторжением контракта на недропользование Министерством нефти и газа Казахстана с компанией, находящейся под контролем бизнесменов Стати
«Стороны, поддерживающие бизнесменов Стати»	Анатолий Стати, Габриэль Стати, «Ascom Group SA» и «Terra Raf Trans Trading Ltd».
«Бюро статистики»	Бюро национальной статистики Агентсва по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан
«Кодекс о недропользовании»	Кодекс № 125-VI ЗРК Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года с изменениями и дополнениями
«Закон о недрах и недропользовании»	Закон Республики Казахстан № 291 IV «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года с изменениями и дополнениями
«Татнефть»	ПАО «Татнефть»
«Налоговый кодекс»	Кодекс Республики Казахстан №120-VI «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 25 декабря 2017 года с изменениями и дополнениями
«ТШО»	ТОО «Тенгизшевройл»
«TFCI»	Tengizchevroil Finance Company International Ltd

«Перевод»	перевод настоящего Проспекта на русский и/или казахский языки
«Транснефть»	ПАО «Транснефть»
«Закон о магистральном трубопроводе»	Закон № 20-V Закон Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе» от 22 июня 2012 года с изменениями и дополнениями
«ЦКН»	ООО «ЦентрКаспнефтегаз»
«UFG»	Компания UnionField Group Ltd.
«UGL»	Ural Group Limited
«Закон США о ценных бумагах»	Закон США «О ценных бумагах» от 1933 со всеми изменениями и дополнениями
«Американский доллар», «Доллар США» или же «доллар»	Доллар, валюта имеющая законное хождение в настоящее время в Соединенных Штатах.
«ВБ»	Великобритания
«Положение о проспекте Великобритании»	Положение о проспекте ценных бумаг ЕС, принятое/ измененное Великобританией в соответствии с Законом о Европейском Союзе (Выход) 2018 г.
«Соглашение об андеррайтинге»	Каждое соглашение об андеррайтинге с местными букранерами и соглашение об андерайтинге с международными букранерами
«Соединенные Штаты» или «США»	Соединенные Штаты Америки, их территории, их владения и все районы, находящиеся под их юрисдикцией
«УО»	ТОО «Урихтау Оперейтинг»
«UOG»	ТОО «Ural Oil and Gas»
«Трубопровод УАС»	Трубопровод Узень-Атырау-Самара
«НДС»	налог на Добавленную Стоимость (НДС)
«ВТБ Банк»	ОАО «ВТБ Банк»
«Водный кодекс»	Кодекс Республики Казахстан № 481 «Водный кодекс Республики Казахстан» от 9 июля 2003 года с изменениями и дополнениями
«ПУУД»	Проект проект управления устьевым давлением ТШО
«РВ»	Разрешения на водопользование

УКАЗАТЕЛЬ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Неаудированная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность АО «Национальная компания «КазМунайГаз»» за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 года. F-2

Отчет аудиторов F-3

Отчет о финансовом положении по состоянию на 30 июня 2022 г. F-4

Консолидированный отчет о совокупном доходе по состоянию на 30 июня 2022 г. F-5

Консолидированный отчет о движении денежных средств за полугодие по состоянию на 30 июня 2022 г. F-6

Консолидированный отчет об изменениях в капитале F-7

Примечания к финансовой отчетности F-8

Аудированная финансовая отчетность АО «Национальная компания «КазМунайГаз»» за год по состоянию на 31 декабря 2021 года F-9

Отчет аудиторов F-10

Отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2021 г. F-11

Консолидированный отчет о совокупном доходе по состоянию на 31 декабря 2021 г. F-12

Консолидированный отчет о движении денежных средств за год по состоянию на 31 декабря 2021 г. F-13

Консолидированный отчет об изменениях в капитале F-14

Примечания к финансовой отчетности F-15

Аудированная финансовая отчетность АО «Национальная компания «КазМунайГаз»» за год, закончившийся 31 декабря 2020 года F-16

Отчет аудиторов F-17

Отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2020 г. F-18

Консолидированный отчет о совокупном доходе по состоянию на 31 декабря 2020 г. F-19

Консолидированный отчет о движении денежных средств за год по состоянию на 31 декабря 2020 г. F-20

Консолидированный отчет об изменениях в капитале F-21

Примечания к финансовой отчетности F-22

Аудированная финансовая отчетность АО «Национальная компания «КазМунайГаз»» за год по состоянию на 31 декабря 2019 года F-23

Отчет аудиторов F-24

Отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 г. F-25

Консолидированный отчет о совокупном доходе по состоянию на 31 декабря 2019 г. F-26

Консолидированный отчет об изменениях в капитале..... F-27

Консолидированный отчет о движении денежных средств за год по состоянию на 31 декабря 2019 г. F-28

Примечания к финансовой отчетности..... F-29

КОМПАНИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»»
улица Кунаева 8
Астана, 010000
Казахстан

ПРОДАЮЩИЙ АКЦИОНЕР

АО «Самрук-Қазына»»
улица Сыганак 17/10
010000, г. Астана
Казахстан

ФИНАНСОВЫЙ СОВЕТНИК ПРОДАЮЩЕГО АКЦИОНЕРА

ТОО «КПМГ Такс энд Эдвайзори»
Квазахстан. A25D6T5 г. Алматы,

Пр-т Достык, д 180, бизнес-центр Коктем

СОВМЕСТНЫЕ КООРДИНАТОРЫ И МЕСТНЫЕ БУКРАНЕРЫ В КАЗАХСТАНЕ	
АО «Halyk Finance» Проспект Абая 109 «В» БЦ «Глобус» 5 этаж A05A1B9 Алматы Казахстан	**АО «Freedom Finance»** н.п. 3а проспект Аль-Фараби, 77/7 050040 Алматы Казахстан
АО «SkyBridge Invest» Есентай Тауэр 12 этаж проспект Аль-Фараби, 77/7 050040 Алматы Казахстан	**АО «BCC Invest»** 98, улица Панфилова A05G1D2 Алматы Казахстан
МЕЖДУНАРОДНЫЕ БУКРАНЕРЫ	
Wood & Company Financial Services a.s. Palladium, Nam. Republiky 1079/1a 110 00 Prague 1 Czech Republic	**Renaissance Securities (Cyprus) Limited** Labs Tower, 3rd Floor Foti Pitta 4 1065 Nicosia Republic of Cyprus
ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ КОМПАНИИ	
По казахстанскому праву и праву МФЦА	*По английскому праву*
White & Case LLP 5 Old Broad Street London EC2N 1DW United Kingdom	**Fieldfisher LLP** Riverbank House 2 Swan Lane London EC4R 3TT United Kingdom

НЕЗАВИСИМЫЕ АУДИТОРЫ КОМПАНИИ

ТОО «Эрнст энд Янг»
Есентай Тауэр
77/7 пр. Аль-Фараби.
Алматы, 050060
Казахстан

Акционерное общество
«Национальная компания «КазМунайГаз»

Промежуточная сокращённая консолидированная
финансовая отчётность (неаудированная)

За три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 год

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт по результатам обзора промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности

Промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность (неаудированная)

Промежуточный консолидированный отчёт о совокупном доходе 1-2
Промежуточный консолидированный отчёт о финансовом положении 3-4
Промежуточный консолидированный отчёт о движении денежных средств 5-6
Промежуточный консолидированный отчёт об изменениях в капитале 7-8
Примечания к промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности (неаудированной) 9-40

Building a better working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, д. 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 59 60
Fax: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

Отчет по результатам обзорной проверки промежуточной финансовой информации

Акционерам, Совету Директоров и руководству Акционерного Общества «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Введение

Мы провели обзорную проверку прилагаемой промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности Акционерного Общества «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций, состоящей из промежуточного консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 30 июня 2022 года, соответствующего промежуточного консолидированного отчета о совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся на указанную дату, промежуточного консолидированного отчета об изменениях в собственном капитале и промежуточного консолидированного отчета о движении денежных средств за шесть месяцев, закончившихся на указанную дату, а также избранных пояснительных примечаний («промежуточная финансовая информация»). Руководство несет ответственность за подготовку и представление данной промежуточной финансовой информации в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 *«Промежуточная финансовая отчетность»*. Наша ответственность заключается в формировании вывода о данной промежуточной финансовой информации на основе проведенной нами обзорной проверки.

Объем обзорной проверки

Мы провели обзорную проверку в соответствии с Международным стандартом обзорных проверок 2410 *«Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, выполняемая независимым аудитором организации»*. Обзорная проверка промежуточной финансовой информации включает в себя направление запросов в первую очередь лицам, ответственным за финансовые вопросы и вопросы бухгалтерского учета, а также применение аналитических и других процедур обзорной проверки. Объем обзорной проверки значительно меньше объема аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, и поэтому обзорная проверка не дает нам возможности получить уверенность в том, что нам станут известны все значимые вопросы, которые могли бы быть выявлены в процессе аудита. Следовательно, мы не выражаем аудиторское мнение.

Building a better working world

Вывод

На основе проведенной нами обзорной проверки не выявлены факты, которые могут служить основанием для того, чтобы мы сочли, что прилагаемая промежуточная финансовая информация Акционерного Общества «Национальная Компания «КазМунайГаз» не подготовлена во всех существенных аспектах в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 *«Промежуточная финансовая отчетность»*.

ТОО „Эрнст энд Янг"

Кайрат Медетбаев
Аудитор

Квалификационное свидетельство
аудитора № МФ-0000137
от 8 февраля 2013 года

Рустамжан Саттаров
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан: серии МФЮ-2, № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан от 15 июля 2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

12 августа 2022 года

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года

В миллионах тенге	Прим.	За три месяца, закончившихся 30 июня 2022 года (неаудировано)	За три месяца, закончившихся 30 июня 2021 года (неаудировано) (пересчитано)*	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года (неаудировано)	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года (неаудировано) (пересчитано)*
Продолжающаяся деятельность					
Выручка и прочие доходы					
Выручка по договорам с покупателями	6	2.245.997	1.479.584	4.203.150	2.672.028
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	326.712	182.046	643.548	324.165
Финансовый доход	13	30.583	18.635	52.902	34.645
Доход от выбытия совместных предприятий		–	2.674	–	2.674
Прочий операционный доход		2.894	4.164	10.038	14.381
Итого выручка и прочие доходы		2.606.186	1.687.103	4.909.638	3.047.893
Расходы и затраты					
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	8	(1.352.276)	(892.958)	(2.817.958)	(1.621.125)
Производственные расходы	9	(291.809)	(169.022)	(482.206)	(312.816)
Налоги кроме подоходного налога	10	(181.496)	(101.906)	(291.171)	(189.918)
Износ, истощение и амортизация		(80.182)	(80.974)	(163.416)	(160.082)
Расходы по транспортировке и реализации	11	(38.243)	(35.043)	(69.811)	(65.552)
Общие и административные расходы	12	(34.179)	(31.234)	(66.793)	(57.079)
Восстановление обесценения/ (обесценение) основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи		677	(3.764)	630	(3.758)
Расходы по разведке		–	–	–	(19.800)
Финансовые затраты	13	(69.658)	(57.606)	(153.361)	(115.824)
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто	2	(109.494)	1.138	(39.920)	3.780
Убыток от выбытия дочерних организаций		–	(1.351)	–	(1.351)
Прочие расходы		(8.040)	(3.233)	(14.072)	(8.595)
Итого расходы и затраты		(2.164.700)	(1.375.953)	(4.098.078)	(2.552.120)
Прибыль до учёта подоходного налога		441.486	311.150	811.560	495.773
Расходы по подоходному налогу	14	(51.957)	(63.761)	(134.600)	(106.085)
Прибыль за период от продолжающейся деятельности		389.529	247.389	676.960	389.688
Прекращенная деятельность					
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	4	–	110.924	–	254.745
Чистая прибыль за период		389.529	358.313	676.960	644.433
Прочий совокупный доход/(убыток)					
Прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах					
Эффект хеджирования		(28.653)	655	(37.120)	(583)

Учетная политика и примечания на страницах 9-40 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В миллионах тенге	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)*	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)*
Курсовая разница от пересчёта отчётности зарубежных подразделений	61.015	35.368	474.367	80.777
Налоговый эффект	(5.875)	(3.101)	(43.693)	(7.221)
Чистый прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом подоходного налога	26.487	32.922	393.554	72.973
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах				
Доход от переоценки по пенсионным планам с установленными выплатами Группы, за вычетом подоходного налога	1.642	–	1.642	–
(Убыток)/доход от переоценки по пенсионным планам с установленными выплатами совместных предприятий, за вычетом подоходного налога	(15)	84	116	137
Чистый прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом подоходного налога	1.627	84	1.758	137
Чистый прочий совокупный доход, за вычетом подоходного налога	28.114	33.006	395.312	73.110
Итого совокупный доход, за вычетом подоходного налога	417.643	391.319	1.072.272	717.543
Чистая прибыль за период, приходящаяся на:				
Акционеров Материнской Компании	344.301	357.156	656.162	643.859
Неконтрольную долю участия	45.228	1.157	20.798	574
	389.529	358.313	676.960	644.433
Итого совокупный доход, приходящийся на:				
Акционеров Материнской Компании	372.330	389.978	1.051.070	716.797
Неконтрольную долю участия	45.313	1.341	21.202	746
	417.643	391.319	1.072.272	717.543
Прибыль на акцию** – в тысячах тенге				
Базовая и разводнённая	0,64	0,59	1,11	1,06
Базовая и разводнённая, от продолжающейся деятельности	0,64	0,41	1,11	0,64
Базовая и разводнённая, от прекращенной деятельности	–	0,18	–	0,42

* *Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 4.*

** *Количество простых акций по состоянию на 30 июня 2022 и 2021 года составило 610.119.493 штуки.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 30 июня 2022 года

В миллионах тенге	Прим.	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	15	3.496.920	3.405.980
Активы в форме права пользования		48.370	40.551
Активы по разведке и оценке		46.356	43.541
Инвестиционная недвижимость		17.995	19.711
Нематериальные активы		186.219	182.222
Долгосрочные банковские вклады	16	60.433	56.058
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	17	7.564.841	6.550.384
НДС к возмещению		12.087	11.972
Авансы за долгосрочные активы		48.553	40.845
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон		145.698	142.394
Прочие долгосрочные финансовые активы		11.633	13.248
Прочие долгосрочные нефинансовые активы		4.762	4.784
Активы по отсроченному налогу		61.037	34.035
		11.704.904	10.545.725
Краткосрочные активы			
Товарно-материальные запасы		348.317	259.497
НДС к возмещению		21.413	24.845
Предоплата по подоходному налогу		18.731	24.900
Торговая дебиторская задолженность	18	833.841	418.255
Краткосрочные банковские вклады	16	609.447	510.513
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон		449.353	485.765
Прочие краткосрочные финансовые активы	18	159.391	329.503
Прочие краткосрочные нефинансовые активы	18	91.347	76.614
Денежные средства и их эквиваленты	19	973.258	975.849
		3.505.098	3.105.741
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		386	795
		3.505.484	3.106.536
Итого активы		15.210.388	13.652.261

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим.	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал		916.541	916.541
Дополнительный оплаченный капитал		1.142	1.142
Прочие резервы капитала		(27.007)	10.113
Резерв по пересчёту валюты отчётности		2.690.703	2.260.533
Нераспределённая прибыль		5.414.887	5.059.634
Относящийся к акционерам Материнской Компании		8.996.266	8.247.963
Неконтрольная доля участия		(70.007)	(89.282)
Итого капитал		8.926.259	8.158.681
Долгосрочные обязательства			
Займы	20	3.578.712	3.261.347
Резервы		226.274	222.936
Обязательства по аренде		40.801	36.106
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	21	15.666	15.915
Прочие долгосрочные нефинансовые обязательства	21	37.560	39.229
Обязательства по отсроченному налогу		660.036	545.763
		4.559.049	4.121.296
Краткосрочные обязательства			
Займы	20	355.985	484.980
Резервы		19.377	22.309
Подоходный налог к уплате		27.332	6.882
Торговая кредиторская задолженность	21	870.116	519.201
Прочие налоги к уплате		186.443	126.424
Обязательства по аренде		9.931	8.988
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	21	112.762	69.231
Прочие краткосрочные нефинансовые обязательства	21	143.134	134.269
		1.725.080	1.372.284
Итого обязательства		6.284.129	5.493.580
Итого капитал и обязательства		15.210.388	13.652.261
Балансовая стоимость одной акции* – в тысячах тенге		14,325	13,074

* *Количество простых акций по состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года составило 610.119.493 штуки. Представление балансовой стоимости одной простой акции показатель, не относящийся к МСФО, и раскрывается по требованию KASE.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года

В миллионах тенге	Прим.	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)*
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		**811.560**	495.773
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности		–	277.857
Прибыль до учёта подоходного налога		**811.560**	773.630
Корректировки			
Износ, истощение и амортизация		163.416	160.082
Износ, истощение и амортизация от прекращенной деятельности	4	–	37.312
(Восстановление обесценения)/обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи		(630)	3.774
Расходы по разведке		–	19.800
Реализованные убытки от производных инструментов по нефтепродуктам	9	78.908	7.879
Финансовый доход	13	(52.902)	(34.645)
Финансовый доход от прекращенной деятельности	4	–	(11.442)
Финансовые затраты	13	153.361	115.824
Финансовые затраты от прекращенной деятельности	4	–	21.365
Убыток от выбытия дочерних организаций		–	1.351
Доход от выбытия совместного предприятия		–	(2.674)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	(643.548)	(324.165)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний от прекращенной деятельности, нетто	4	–	(157.059)
Изменение в резервах		20.193	(6.270)
Отрицательная курсовая разница, нетто		61.439	1.987
Списание запасов до чистой стоимости реализации		8.976	3.377
Убыток/(доход) от выбытия основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов, классифицированных как предназначенные для продажи, нетто		793	(5.222)
Прочие корректировки		2.844	6.039
Операционная прибыль до корректировок оборотного капитала		604.410	610.943
Изменения в НДС к возмещению		3.302	60.957
Изменения в товарно-материальных запасах		(127.205)	(29.602)
Изменения в торговой дебиторской задолженности и прочих краткосрочных активах		(420.697)	(135.047)
Изменения в торговой и прочей кредиторской задолженности и обязательствах по договорам с покупателями		277.454	(29.396)
Изменения в прочих налогах к уплате		41.657	(5.080)
Денежные потоки, полученные от операционной деятельности		**378.921**	472.775
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	17	**123.038**	121.620
Оплата подоходного налога		**(55.362)**	(31.202)
Проценты полученные		**17.168**	18.837
Проценты уплаченные		**(109.610)**	(138.286)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		**354.155**	443.744

Учетная политика и примечания на страницах 9-40 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)*
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Размещение банковских вкладов		(503.950)	(228.441)
Возврат банковских вкладов		454.519	266.209
Приобретение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке		(166.392)	(153.077)
Поступления от продажи основных средств, активов по разведке и оценке и активов, классифицированных как предназначенные для продажи		1.382	68.759
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий без изменения доли владения	17	(67)	(1.926)
Поступление денежных средств от выбытия дочерних организаций, за вычетом выбывших денежных средств		–	728
Займы, выданные связанным сторонам		(33.156)	(24.268)
Погашение займов, выданных связанным сторонам		12.958	12.282
Прочие		(793)	73
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(235.499)	(59.661)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Поступления займов	20	108.460	165.933
Погашение займов	20	(75.088)	(167.820)
Дивиденды, выплаченные Самрук-Казына и Национальному банку РК	22	(199.997)	(45.212)
Дивиденды, выплаченные акционерам неконтрольной доли		(1.003)	(5.078)
Распределения в пользу Самрук-Казына		(1.762)	(600)
Резервирование денежных средств для погашения займов	20	–	(32.799)
Погашения обязательств по основному долгу аренды		(7.113)	(12.142)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(176.503)	(97.718)
Влияние изменений в обменных курсах на денежные средства и их эквиваленты		55.128	12.807
Изменение в резерве под ожидаемые кредитные убытки		128	(92)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		(2.591)	299.080
Денежные средства и их эквиваленты, на начало периода		975.849	1.145.864
Денежные средства и их эквиваленты, на конец периода		973.258	1.444.944

* *Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 4.*

НЕДЕНЕЖНЫЕ ОБОРОТЫ

В июне и ноябре 2021 года, Группа произвела резервирование денежных средств в общей сумме 292.258 миллионов тенге для погашения займов от The Export-Import Bank of China, включая начисленное вознаграждение. Займы были погашены в июле 2021 года в сумме 32.799 миллионов тенге и в январе 2022 года в сумме 259.459 миллионов тенге (Примечания 18 и 20). Погашения займов были отражены как неденежные операции.

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-40 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочие резервы капитала	Резерв по пересчёту валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2020 года (аудировано)	916.541	8.981	58	2.146.035	5.636.705	8.708.320	(71.641)	8.636.679
Чистая прибыль за период	–	–	–	–	643.859	643.859	574	644.433
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(583)	73.383	138	72.938	172	73.110
Итого совокупный доход/(убыток)	–	–	(583)	73.383	643.997	716.797	746	717.543
Дивиденды	–	–	–	–	(49.999)	(49.999)	(6.188)	(56.187)
Операции с Самрук-Казына	–	–	–	–	(2.975)	(2.975)	–	(2.975)
Взнос в капитал дочерней компании	–	–	–	–	–	–	4.967	4.967
На 30 июня 2021 года (неаудировано)	916.541	8.981	(525)	2.219.418	6.227.728	9.372.143	(72.116)	9.300.027

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочие резервы капитала	Резерв по пересчёту валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2021 года (аудировано)	916.541	1.142	10.113	2.260.533	5.059.634	8.247.963	(89.282)	8.158.681
Чистая прибыль за период	–	–	–	–	656.162	656.162	20.798	676.960
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(37.120)	430.170	1.858	394.908	404	395.312
Итого совокупный доход/(убыток)	–	–	(37.120)	430.170	658.020	1.051.070	21.202	1.072.272
Приобретение совместного предприятия *(Примечание 5)*	–	–	–	–	(91.175)	(91.175)	–	(91.175)
Дивиденды *(Примечание 22)*	–	–	–	–	(199.997)	(199.997)	(1.927)	(201.924)
Распределения в пользу Самрук-Казына *(Примечание 22)*	–	–	–	–	(9.690)	(9.690)	–	(9.690)
Операции с Самрук-Казына	–	–	–	–	(1.905)	(1.905)	–	(1.905)
На 30 июня 2022 года (неаудировано)	916.541	1.142	(27.007)	2.690.703	5.414.887	8.996.266	(70.007)	8.926.259

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карибаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-40 являются неотъемлемой частью данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее – «Компания», «АО НК «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является нефтегазовым предприятием Республики Казахстан (далее – «РК»), созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента РК от 20 февраля 2002 года № 811 и постановления Правительства РК (далее – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния закрытых акционерных обществ «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» и «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». В результате объединения все активы и обязательства этих компаний, включая доли их участия во всех предприятиях, были переданы в Компанию. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством РК, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлось акционерное общество «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук», которое в октябре 2008 года объединилось с акционерным обществом «Фонд Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав акционерное общество «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк РК приобрел 9,58% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 30 июня 2022 года Компания имеет доли участия в 60 операционных компаниях (на 31 декабря 2021 года: 60) (совместно «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: РК, город Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, дом 8.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в разработке и реализации единой государственной политики в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, услуг для проведения нефтяных операций, переработки, нефтехимии, транспортировки и реализации углеводородов, проектированию, строительству и эксплуатации нефтепроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций.

Данная промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность Группы была утверждена к выпуску Заместителем председателя Правления по экономике и финансам и Главным бухгалтером Компании 12 августа 2022 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, была подготовлена в соответствии с Международным стандартом бухгалтерского учёта 34 *«Промежуточная финансовая отчётность»*, выпущенным Советом по Международным стандартам финансовой отчетности. Данная промежуточная сокращённая консолидированная финансовая отчётность не включает всю информацию и раскрытия, требуемые при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности, и должна рассматриваться в сочетании с годовой консолидированной финансовой отчётностью Группы за год, закончившийся 31 декабря 2021 года.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную промежуточную сокращённую консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность (далее – «функциональная валюта»). Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчётность представлена в

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Функциональная валюта и валюта представления (продолжение)

Казахстанских тенге (далее – «тенге»), который является функциональной валютой и валютой представления Компании.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчётов по таким операциям, и от пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчётную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определённых как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Компании, входящие в Группу

Результаты и финансовое положение всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы, функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчётов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчётную дату;
- доходы и расходы по каждому из представленных отчётов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже (далее - «КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в РК. Обменный курс КФБ на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года составил 470,34 и 431,80 тенге за 1 доллар Соединенных Штатов Америки (далее - доллар США), соответственно. Эти курсы использовались для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года. Средневзвешенный курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, составил 450,06 тенге за 1 доллар США (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года: 424,22 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 12 августа 2022 года составлял 476,01 тенге за 1 доллар США. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, у Группы сформировалась отрицательная курсовая разница, нетто, в размере 39.920 миллионов тенге, в связи с нестабильностью курса иностранных валют по отношению к тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Пересмотр условий займов в контексте реформы IBOR

В рамках реализации реформы IBOR некоторые финансовые инструменты уже были изменены или будут изменены по мере перехода от IBOR к безрисковой процентной ставке. Помимо изменения процентной ставки финансового инструмента, при таком переходе в условия финансового инструмента могут быть внесены дополнительные изменения. В случае финансовых инструментов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа первоначально применяет следующие упрощения практического характера:

- упрощение практического характера, согласно которому изменения договора или изменения денежных потоков, непосредственно требуемые реформой, должны рассматриваться как изменения плавающей процентной ставки, эквивалентные изменению рыночной процентной ставки;
- допускается внесение изменений, требуемых реформой IBOR, в определение отношений хеджирования и документацию по хеджированию без прекращения отношений хеджирования;
- организациям предоставляется временное освобождение от необходимости соблюдения требования относительно отдельно идентифицируемых компонентов в случаях, когда инструмент с безрисковой ставкой определяется по усмотрению организации в качестве рискового компонента в рамках отношений хеджирования.

Затем в отношении любых изменений, к которым упрощение практического характера не применяется, Группа использует суждение, чтобы оценить, являются ли эти изменения существенными. Если эти изменения существенны, признание финансового инструмента прекращается и признается новый финансовый инструмент. Если изменения несущественны, Группа корректирует валовую балансовую стоимость финансового инструмента на приведенную стоимость изменений, к которым не применяется упрощение практического характера, дисконтированную с использованием пересмотренной эффективной процентной ставки.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Объединение бизнеса и гудвил

Приобретение совместных предприятий и ассоциированных компаний у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение совместных предприятий и ассоциированных компаний у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Доля Группы в активах и обязательствах совместных предприятий и ассоциированных компаний, передаваемой под общим контролем, учитывается в консолидированной финансовой отчётности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Разница между долей Группы в общей текущей стоимости чистых активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в консолидированной финансовой отчётности как корректировка капитала.

Изменения в учётной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при подготовке промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2022 года. Группа не применяла досрочно какие-либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

Некоторые поправки и разъяснения впервые применены в 2022 году, но они не оказали влияния на промежуточную сокращённую консолидированную финансовую отчётность Группы.

Группа представила только перечень стандартов, действующих и применимых для Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учётной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

«Обременительные договоры – затраты на исполнение договора» – Поправки к МСФО (IAS) 37

В поправках разъясняется, что при оценке того, является ли договор обременительным или убыточным, организация должна учитывать затраты, непосредственно связанные с договором на предоставление товаров или услуг, которые включают как дополнительные затраты, так и распределенные затраты, непосредственно связанные с исполнением договора. Общие и административные затраты не связаны непосредственно с договором и не учитываются, кроме случаев, когда они явным образом подлежат возмещению контрагентом по договору. Данные поправки не оказали влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчётность Группы из-за отсутствия обременительных договоров.

«Ссылки на «Концептуальные основы» – Поправки к МСФО (IFRS) 3

Поправки добавили исключение из принципа признания в МСФО (IFRS) 3 *«Объединения бизнесов»*, чтобы избежать возникновения потенциальных прибылей или убытков «2-го дня» для обязательств и условных обязательств, которые относились бы к сфере применения МСФО (IAS) 37 *«Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы»* или Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 *«Обязательные платежи»*, если бы они возникали в рамках отдельных операций. Согласно данному исключению вместо применения положений *«Концептуальных основ»* организации должны применять критерии МСФО (IAS) 37 или Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21, чтобы определить, существует ли на дату приобретения обязанность. Данные поправки не оказали влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку в течение рассматриваемого периода не возникали условные активы, обязательства и условные обязательства, подпадающие под действие данных поправок.

Поправки к МСФО (IAS) 16 – «Основные средства: поступления до использования по назначению»

Согласно данным поправкам организациям запрещено вычитать из первоначальной стоимости объекта основных средств какие-либо поступления от продажи изделий, произведенных в процессе доставки этого объекта до местоположения и приведения его в состояние, которые требуются для его эксплуатации в соответствии с намерениями руководства. Вместо этого организация признает поступления от продажи таких изделий, а также стоимость производства этих изделий в составе прибыли или убытка. Данные поправки не оказали влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку отсутствовали продажи изделий, произведенных такими объектами основных средств, которые стали доступными для использования на дату начала (или после нее) самого раннего из представленных в финансовой отчетности периода.

Поправка к МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» – комиссионное вознаграждение при проведении «теста 10%» для прекращения признания финансовых обязательств

В поправке поясняются суммы комиссионного вознаграждения, которые организация учитывает при оценке того, являются ли условия нового или модифицированного финансового обязательства существенно отличающимися от условий первоначального финансового обязательства. К таким суммам относятся только те комиссионные вознаграждения, которые были выплачены или получены между определенным кредитором и заемщиком, включая комиссионное вознаграждение, выплаченное или полученное кредитором или заемщиком от имени другой стороны. Для МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* аналогичная поправка не предусмотрена. Данные поправки не оказали влияния на промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку в течение рассматриваемого периода отсутствовали модификации финансовых инструментов Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

4. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В СРАВНИТЕЛЬНОМ ПЕРИОДЕ

8 ноября 2021 года Компания классифицировала АО «КазТрансГаз» (далее – «КТГ»), дочернюю компанию, как группу выбытия, предназначенную для продажи. 9 ноября 2021 года Компания передала Самрук-Казына 100% акций КТГ за 1 тенге. Следовательно, в консолидированной финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, КТГ был классифицирован как прекращенная деятельность.

Для отражения результата такой классификации в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, Группа ретроспективно пересчитала промежуточный консолидированный отчёт о совокупном доходе и промежуточный консолидированный отчёт о движении денежных средств, а также соответствующие примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчётности за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года.

Деятельность КТГ входила в операционный сегмент *«Реализация и транспортировка газа»*. После классификации КТГ как прекращенной деятельности, сегмент *«Реализация и транспортировка газа»* больше не представляется в примечании о сегментах, включая сравнительный период.

Результаты КТГ за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года были следующими:

В миллионах тенге	За три месяца, закончившихся 30 июня 2021 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года
Выручка	209.084	450.091
Доля в прибылях совместных предприятий, нетто	81.452	157.059
Финансовый доход	5.904	11.442
Прочий операционный доход	15.058	16.765
Итого выручка и прочие доходы от прекращенной деятельности	**311.498**	**635.357**
Себестоимость покупного газа и прочих материалов	(48.978)	(67.853)
Производственные расходы	(17.524)	(37.961)
Налоги кроме подоходного налога	(3.695)	(7.355)
Износ, истощение и амортизация	(18.317)	(37.312)
Расходы по транспортировке и реализации	(76.486)	(168.646)
Общие и административные расходы	(5.901)	(11.665)
Финансовые затраты	(11.564)	(21.365)
Отрицательная курсовая разница, нетто	(5.422)	(4.438)
Прочие расходы	(512)	(905)
Итого расходы от прекращенной деятельности	**(188.399)**	**(357.500)**
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности	**123.099**	**277.857**
Расходы по подоходному налогу	(12.175)	(23.112)
Прибыль за период от прекращенной деятельности	**110.924**	**254.745**

Чистые денежные потоки КТГ за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года были следующими:

В миллионах тенге	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года
Операционные	158.282
Инвестиционные	65.604
Финансовые	(13.628)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	**210.729**

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ПОД ОБЩИМ КОНТРОЛЕМ

13 июня 2022 года Самрук-Казына передал Компании 49,50% доли участия в ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» (далее - КПИ). Стоимость приобретения составила 91.175 миллионов тенге. КПИ занимается реализацией инвестиционного проекта «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области».

49,50% доля участия в КПИ была отражена как приобретение совместного предприятия у сторон, находящихся под общим контролем, и учтена по методу объединения долей по балансовой стоимости совместного предприятия. ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu» (дочерняя организация Самрук-Казына) и Компания совместно контролируют КПИ, и решения о деятельности КПИ принимаются единогласно.

Ниже представлена информация о балансовой стоимости активов и обязательств КПИ на дату приобретения (на основе бухгалтерских книг Предшественника):

В миллионах тенге	
Долгосрочные активы	852.587
Краткосрочные активы	81.276
Долгосрочные обязательства	(859.691)
Краткосрочные обязательства	(77.754)
Чистые активы	**(3.582)**
Доля владения	49,50%
Доля Группы в чистых активах	**(1.773)**
Стоимость приобретения	91.175
Разница между возмещением и балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие, отраженная в составе капитала	91.175

6. ВЫРУЧКА ПО ДОГОВОРАМ С ПОКУПАТЕЛЯМИ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Тип продукта и услуги				
Продажа сырой нефти и газа	1.179.477	750.914	2.386.316	1.382.482
Продажа нефтепродуктов	902.447	559.846	1.498.893	975.631
Услуги по переработке нефти и нефтепродуктов	56.143	55.467	107.389	102.459
Услуги по транспортировке нефти	44.153	42.284	84.454	84.276
Прочие доходы	63.777	71.073	126.098	127.180
	2.245.997	1.479.584	**4.203.150**	2.672.028
Географические регионы				
Казахстан	297.674	254.733	**531.377**	442.534
Другие страны	1.948.323	1.224.851	**3.671.773**	2.229.494
	2.245.997	1.479.584	**4.203.150**	2.672.028

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

7. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Совместные предприятия				
ТОО «Тенгизшевройл»	201.213	109.664	401.091	199.005
КМГ Кашаган Б.В.	53.020	22.312	97.303	30.798
Мангистау Инвестмент Б.В.	6.050	14.740	40.587	26.794
ТОО «КазГерМунай»	6.060	3.846	10.758	4.099
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	6.295	4.231	8.977	6.881
ТОО «КазРосГаз»	5.998	7.320	8.512	9.165
Valsera Holdings B.V.	6.983	636	5.537	4.551
ТОО «Казахойл-Актобе»	2.763	1.914	5.170	2.737
ТОО «Тениз Сервис»	(2.341)	(2.452)	(2.015)	(3.096)
Ural Group Limited	(2.222)	(3.473)	(4.491)	(5.220)
Прочие	36	1.231	1.087	1.828
Ассоциированные компании				
Каспийский Трубопроводный Консорциум	41.105	17.316	63.709	39.321
ПетроКазахстан Инк.	(881)	3.725	2.745	5.832
Прочие	2.633	1.036	4.578	1.470
	326.712	182.046	643.548	324.165

8. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПОКУПНОЙ НЕФТИ, ГАЗА, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРОЧИХ МАТЕРИАЛОВ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Покупная нефть для перепродажи	1.041.052	647.464	**2.149.835**	1.216.468
Стоимость нефти для переработки	175.196	162.364	**413.961**	251.415
Материалы и запасы	99.497	61.783	**175.046**	112.835
Покупной газ для перепродажи	21.476	12.316	**42.870**	23.573
Покупные нефтепродукты для перепродажи	**15.055**	9.031	36.246	16.834
	1.352.276	892.958	2.817.958	1.621.125

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Расходы по заработной плате	112.184	75.291	187.959	146.951
Реализованные убытки от производных инструментов по нефтепродуктам	33.893	5.819	78.908	7.879
Электроэнергия	31.929	21.278	63.497	43.577
Услуги по ремонту и обслуживанию	40.429	28.294	63.431	45.540
Расходы по краткосрочной аренде	22.745	6.594	35.137	13.383
Транспортные расходы	16.916	10.878	30.448	21.179
Прочие	33.713	20.868	22.826	34.307
	291.809	169.022	482.206	312.816

10. НАЛОГИ. КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Рентный налог на экспорт сырой нефти	66.829	29.074	103.360	55.583
Экспортная таможенная пошлина	39.380	28.828	60.132	49.231
Налог на добычу полезных ископаемых	29.410	21.426	58.532	41.763
Прочие налоги	45.877	22.578	69.147	43.341
	181.496	101.906	291.171	189.918

11. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Транспортировка	26.831	23.837	46.146	44.055
Расходы по заработной плате	3.494	3.013	7.156	6.017
Прочие	7.918	8.193	16.509	15.480
	38.243	35.043	69.811	65.552

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

12. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Расходы по заработной плате	15.704	13.349	31.696	27.341
Консультационные услуги	4.079	3.543	6.718	6.554
Расходы по обслуживанию	1.422	1.131	2.828	2.167
Социальные выплаты	1.054	788	2.030	1.842
НДС, не взятый в зачёт	809	568	1.477	1.199
Начисление резерва по ожидаемым кредитным убыткам по торговой дебиторской задолженности и прочим краткосрочным финансовым активам	646	3.359	928	3.105
Услуги связи	424	294	758	770
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам по прочим краткосрочным нефинансовым активам	78	(35)	262	75
Начисление резерва по налогам, штрафам и пени	147	1.490	237	1.513
Обесценение/(восстановление) НДС к возмещению	30	(353)	55	(2.075)
Прочие	9.786	7.100	19.804	14.588
	34.179	31.234	66.793	57.079

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, расходы по заработной плате составили 226.811 миллионов тенге (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года: 180.309 миллионов тенге) и были отражены в составе производственных расходов, расходов по транспортировке и реализации и общих и административных расходов в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

13. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

	За три месяцев, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках, финансовым активам, займам и облигациям	**29.571**	17.206	**49.490**	31.890
Амортизация выпущенных финансовых гарантий	**–**	566	**–**	1.131
Всего процентный доход	**29.571**	17.772	**49.490**	33.021
Переоценка финансовых активов, учитываемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток	(662)	31	**154**	448
Прочие	1.674	832	**3.258**	1.176
	30.583	18.635	**52.902**	34.645

Финансовые затраты

	За три месяцев, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Процентный расход по займам и облигациям	**61.063**	52.780	120.100	104.249
Комиссия за досрочное погашение займа *(Примечание 20)*	**–**	–	**4.498**	–
Процентный расход по договорам аренды	**740**	772	**1.435**	1.530
Всего процентный расход	61.803	53.552	**126.033**	105.779
Списание затрат в связи с досрочным погашением займа *(Примечание 20)*	–	**–**	**13.035**	**–**
Амортизация дисконта обязательств по выбытию активов, экологических обязательств и прочих резервов	2.496	2.146	4.343	3.648
Амортизация дисконта по актуарным обязательствам	**1.114**	973	**2.016**	1.781
Прочие	**4.245**	935	**7.934**	4.616
	69.658	57.606	**153.361**	115.824

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

14. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В миллионах тенге	**2022 года (неаудировано)**	2021 года (неаудировано) (пересчитано)	2022 года (неаудировано)	2021 года (неаудировано) (пересчитано)
Текущий подоходный налог				
Корпоративный подоходный налог	**39.671**	39.582	**78.693**	66.831
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и процентному доходу	**10.183**	5.762	**10.731**	6.005
Налог на сверхприбыль	**3.589**	38	**3.589**	38
Отсроченный подоходный налог				
Корпоративный подоходный налог	**(26.668)**	1.938	**(28.816)**	3.371
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и процентному доходу	**25.182**	16.450	**70.164**	29.851
Налог на сверхприбыль	**–**	(9)	**239**	(11)
	51.957	63.761	**134.600**	106.085

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В миллионах тенге	Нефте-газовые активы	Трубо-проводы	Активы по пере-работке	Здания и соору-жения	Машины и обору-дование	Транс-портные средства	Прочие	Незавер-шённое строи-тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года (аудировано)	1.083.615	808.757	1.171.110	289.702	453.821	84.661	111.947	366.132	4.369.745
Пересчёт валюты отчётности	8.540	695	4.295	1.095	766	577	1.202	3.570	20.740
Поступления	3.942	2.704	2.129	55	27.450	4.274	1.075	118.435	160.064
Изменения в учётной оценке	(2.729)	(104)	–	(12)	–	–	–	–	(2.845)
Выбытия	(15.614)	(6.440)	(35.899)	(586)	(1.481)	(3.893)	(1.647)	(366)	(65.926)
Потеря контроля над дочерними организациями	–	–	–	(426)	(416)	(221)	(184)	(38)	(1.285)
Расходы по износу	(57.354)	(14.887)	(57.398)	(9.292)	(19.063)	(5.371)	(5.613)	–	(168.978)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	13.241	6.134	8.062	520	1.331	3.189	1.493	298	34.268
Восстановление обесценения / (обесценение)	10	–	–	–	10	–	1	(7)	14
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(24)	(11.534)	(33.670)	(3.635)	(457)	–	(49.320)
Переводы из инвестиционной недвижимости	–	–	–	791	–	–	7	–	798
Переводы из активов по разведке и оценке	145	–	–	–	–	–	–	–	145
Прочие изменения	44	1.596	23	1	20	3	76	149	1.912
Переводы	45.615	8.281	7.069	3.346	38.633	378	16.901	(120.223)	–
Остаточная стоимость на 30 июня 2021 года (неаудировано)	1.079.455	806.736	1.099.367	273.660	467.401	79.962	124.801	367.950	4.299.332
Первоначальная стоимость	2.280.868	1.070.653	2.531.251	585.139	908.028	210.935	262.261	422.620	8.271.755
Накопленный износ и обесценение	(1.201.413)	(263.917)	(1.431.884)	(311.479)	(440.627)	(130.973)	(137.460)	(54.670)	(3.972.423)
Остаточная стоимость на 30 июня 2021 года (неаудировано)	1.079.455	806.736	1.099.367	273.660	467.401	79.962	124.801	367.950	4.299.332

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефте-газовые активы	Трубо-проводы	Активы по пере-работке	Здания и соору-жения	Машины и обору-дование	Транс-портные средства	Прочие	Незавер-шённое строи-тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года (аудировано)	1.126.550	262.717	1.121.420	211.823	239.191	75.225	109.016	260.038	3.405.980
Пересчёт валюты отчётности	49.361	2.465	25.749	8.056	4.572	2.760	6.849	12.545	112.357
Изменения в учётной оценке	(15.573)	(7.285)	–	(3.289)	–	–	–	–	(26.147)
Поступления	3.613	50	114	13.631	2.186	182	267	137.005	157.048
Выбытия	(9.960)	(204)	(335)	(415)	(2.700)	(2.545)	(1.249)	(226)	(17.634)
Расходы по износу	(59.210)	(7.030)	(53.865)	(8.471)	(14.337)	(4.574)	(5.461)	–	(152.948)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	8.907	204	322	354	2.660	1.958	951	183	15.539
(Обесценение)/восстановление обесценения	–	(20)	–	–	9	491	129	21	630
Переводы из/(в) активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	–	422	(24)	(24)	27	–	401
Переводы из инвестиционной недвижимости	–	–	–	1.553	–	–	–	–	1.553
Прочие изменения	2	(54)	–	–	11	–	24	158	141
Переводы	57.137	2.115	7.510	7.075	26.291	385	1.739	(102.252)	–
Остаточная стоимость на 30 июня 2022 года (неаудировано)	1.160.827	252.958	1.100.915	230.739	257.859	73.858	112.292	307.472	3.496.920
Первоначальная стоимость	2.492.953	395.161	2.753.813	550.712	629.484	218.558	259.202	357.877	7.657.760
Накопленный износ и обесценение	(1.332.126)	(142.203)	(1.652.898)	(319.973)	(371.625)	(144.700)	(146.910)	(50.405)	(4.160.840)
Остаточная стоимость на 30 июня 2022 года (неаудировано)	1.160.827	252.958	1.100.915	230.739	257.859	73.858	112.292	307.472	3.496.920

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Поступления

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, поступления в незавершенное строительство, в основном, относятся к бурению скважин в АО «Эмбамунайгаз», АО «Озенмунайгаз», дочерних организаций АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», и ТОО «КМГ Карачаганак» на общую сумму 76.237 миллионов тенге, ремонту производственного комплекса Rompetrol Rafinare, дочерней организации KMG International N.V. (далее – «КМГИ») на сумму 23.053 миллиона тенге, замене участка трубопроводов «Узень-Атырау-Самара» и «Астрахань-Мангышлак» на общую сумму 14.652 миллиона тенге в АО «КазТрансОйл».

Прочие

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам по средней процентной ставке 6,70% на сумму 227 миллионов тенге, относящиеся к строительству новых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2021 года: 32 миллиона тенге, по средней процентной ставке 2,10%).

По состоянию на 30 июня 2022 года, стоимость полностью амортизированных, но все еще используемых основных средств составила 344.950 миллионов тенге (по состоянию на 31 декабря 2021 года: 329.282 миллиона тенге).

По состоянию на 30 июня 2022 года, некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 831.032 миллиона тенге (по состоянию на 31 декабря 2021 года: 837.744 миллиона тенге) заложены в качестве обеспечения по займам Группы.

Капитальные обязательства Группы раскрыты в *Примечании 24*.

16. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В миллионах тенге	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Выраженные в долларах США	**663.495**	559.244
Выраженные в тенге	**6.617**	7.527
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(232)**	(200)
	669.880	566.571

На 30 июня 2022 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 0,94% в долларах США и 0,86% в тенге, соответственно (31 декабря 2021 года: 1,04% в долларах США и 0,94% в тенге).

На 30 июня 2022 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,31% в долларах США и 1,40% в тенге, соответственно (31 декабря 2021 года: 0,27% в долларах США, 5,68% в тенге).

Ниже представлены сроки размещения банковских вкладов:

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Срок погашения до 1 года	**609.447**	510.513
Срок погашения от 1 до 2 лет	**170**	140
Срок погашения свыше 2 лет	**60.263**	55.918
	669.880	566.571

На 30 июня 2022 года банковские вклады включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 60.433 миллиона тенге (31 декабря 2021 года: 56.058 миллионов тенге), которые, в основном, состоят из 56.262 миллиона тенге (31 декабря 2021 года: 51.163 миллиона тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

17. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

			30 июня 2022 года (неаудировано)		31 декабря 2021 года (аудировано)	
В миллионах тенге	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия						
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**3.737.729**	**20,00%**	3.105.942	20,00%
KMG Kashagan B.V.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.721.148**	**50,00%**	2.404.820	50,00%
Mangistau Investment B.V.	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	**205.893**	**50,00%**	207.410	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	**68.124**	**50,00%**	54.317	50,00%
Ural Group Limited	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**44.364**	**50,00%**	41.453	50,00%
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	Транспортировка нефти	Казахстан	**29.331**	**50,00%**	25.355	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	**23.932**	**50,00%**	25.262	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**27.600**	**50,00%**	32.289	50,00%
ТОО «Тениз Сервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	14.878	**48,996%**	16.894	48,996%
Valsera Holdings B.V.	Переработка сырой нефти	Казахстан	14.725	**50,00%**	9.590	50,00%
Прочие			31.404		30.525	
Ассоциированные компании						
Каспийский Трубопроводный Консорциум	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/ Россия	**509.393**	20,75%	473.880	20,75%
ПетроКазахстан Инк.	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	**92.363**	33,00%	84.905	33,00%
Прочие			**43.957**		37.742	
			7.564.841		6.550.384	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 30 июня 2022 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 4.335 миллионов тенге (31 декабря 2021 года: 1.811 миллионов тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

17. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблице ниже представлено движение в инвестициях в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 и 2021 годов:

В миллионах тенге	2022 год	2021 год
Сальдо на 1 января (аудировано)	**6.550.384**	6.471.021
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто *(Примечания 4 и 7)*	**643.548**	481.224
Дивиденды полученные	**(123.038)**	(121.620)
Изменение в дивидендах к получению	**(80.699)**	(25.611)
Прочие изменения в капитале совместных предприятий	**4.054**	2.020
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	**67**	1.926
Элиминации и корректировки*	**(402)**	–
Пересчёт валюты отчётности	**570.927**	96.474
Сальдо на 30 июня (неаудировано)	**7.564.841**	6.905.434

* *Элиминации и корректировки представляют собой нереализованную прибыль, возникающую при реализации товаров от совместных предприятий в дочерние организации, и капитализированное вознаграждение по займам, предоставленным совместным предприятиям Компанией и дочерними организациями.*

16 октября 2015 года Группа продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу Самрук-Казына с опционом на покупку всего или частичного пакета акций (далее – «Опцион») в период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года. Позднее период реализации опциона был продлен до 31 декабря 2022 года. В 2017 году суд Амстердама наложил определенные ограничения на 50% акций KMG Kashagan B.V., принадлежащих Самрук-Казына (далее - Ограничения). В период действия Ограничений, акции KMG Kashagan B.V. не могли быть проданы, переданы или заложены. По состоянию на 31 декабря 2021 года Ограничения оставались в силе.

14 июня 2022 года судом Амстердама Ограничения были отменены. В результате проведенного анализа Группа определила, что Опцион не дает Группе существенных прав голоса. Группа не считает реализацию Опциона на существующих условиях экономически целесообразной. Опцион находится «вне денег» поскольку цена исполнения значительно выше, чем справедливая стоимость 50% доли, к которой относится Опцион. Кроме того, в результате проведенного анализа Группа пришла к выводу, что не располагает финансовыми ресурсами, достаточными для исполнения Опциона на текущих условиях. Как результат Группа не имеет контроля над KMG Kashagan B.V. и продолжает учитывать инвестицию в KMG Kashagan B.V. методом долевого участия.

18. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Торговая дебиторская задолженность		
Торговая дебиторская задолженность	**862.801**	445.500
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(28.960)**	(27.245)
	833.841	418.255
Прочие краткосрочные финансовые активы		
Прочая дебиторская задолженность	118.734	102.699
Дивиденды к получению	83.288	6.375
Резервирование денежных средств для погашения займов	–	259.459
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(42.631)**	(39.030)
	159.391	329.503
Прочие краткосрочные нефинансовые активы		
Предоплата и расходы будущих периодов	**50.192**	38.149
Налоги к возмещению, кроме НДС	**33.780**	32.090
Прочие	**7.488**	6.479
Минус: резерв на обесценение	**(113)**	(104)
	91.347	76.614
Итого прочие краткосрочные активы	**250.738**	406.117

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

18. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года по данным активам проценты не начислялись.

По состоянию на 30 июня 2022 года, торговая дебиторская задолженность в сумме 157.679 миллионов тенге является заложенной в качестве обеспечения Группы по обязательствам (на 31 декабря 2021 года: 131.000 миллион тенге).

По состоянию на 31 декабря 2021 года, денежные средства в сумме 259.459 миллионов тенге были зарезервированы для целей уплаты займа от The Export-Import Bank of China (далее – «Eximbank»), включая начисленное вознаграждение. Зарезервированные денежные средства были использованы для досрочного погашения основного долга и вознаграждения по займу от Eximbank в январе 2022 года.

Торговая дебиторская задолженность выражена в следующих валютах по состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года:

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Доллар США	**612.420**	245.124
Тенге	**113.592**	104.603
Румынская лея	**96.797**	60.616
Евро	**8.337**	3.615
Другие валюты	**2.695**	4.297
	833.841	418.255

Ниже представлена информация о кредитном риске по торговой дебиторской задолженности с использованием матрицы резервов:

	Просрочка платежей					
В миллионах тенге	**Текущие**	**<30 дней**	**30-60 дней**	**61-90 дней**	**>91 дней**	**Итого**
30 июня 2022 года (неаудировано)						
Процент ожидаемых кредитных убытков	**0,17%**	**1,85%**	**1,13%**	1,41%	86,78%	
Торговая дебиторская задолженность	786.525	40.428	1.785	**3.152**	30.911	**862.801**
Ожидаемые кредитные убытки	(1.323)	(747)	(20)	**(44)**	(26.826)	**(28.960)**
31 декабря 2021 года (аудировано)						
Процент ожидаемых кредитных убытков	0,39%	3,17%	18,42%	8,28%	94,05%	
Торговая дебиторская задолженность	405.468	11.088	617	1.661	26.666	445.500
Ожидаемые кредитные убытки	(1.561)	(352)	(114)	(138)	(25.080)	(27.245)

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

19. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Срочные вклады в банках – доллар США	565.289	512.701
Срочные вклады в банках – тенге	157.342	231.944
Срочные вклады в банках – другие валюты	13.557	32.343
Текущие счета в банках – доллар США	179.843	179.097
Текущие счета в банках – тенге	3.009	7.003
Текущие счета в банках – другие валюты	18.814	10.037
Сделки обратное репо с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев	18.000	–
Деньги в пути	15.334	1.557
Кассовая наличность и чеки	2.112	1.337
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(42)	(170)
	973.258	975.849

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах.

На 30 июня 2022 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 1,45% в долларах США, 12,21% в тенге и 0,04% в других валютах (на 31 декабря 2021 года: 0,20% в долларах США, 8,67% в тенге и 5,00% в других валютах).

На 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

20. ЗАЙМЫ

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	3.249.935	3.041.001
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5,69%	5,72%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	684.762	705.326
Средневзвешенные ставки вознаграждения	8,12%	5,78%
	3.934.697	3.746.327

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года займы выражены в следующих валютах:

В миллионах тенге	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Доллар США	3.284.212	3.213.820
Тенге	281.362	294.581
Российский рубль	349.123	221.207
Евро	9.214	8.424
Другие валюты	10.786	8.295
	3.934.697	3.746.327

В миллионах тенге	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Текущая часть	355.985	484.980
Долгосрочная часть	3.578.712	3.261.347
	3.934.697	3.746.327

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года, облигации составили:

В миллионах тенге	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Облигации					
Облигации ЛФБ 2020	750 миллионов долларов США	2033 год	3,50%	**354.834**	325.735
AIX 2019	56 миллиардов тенге	2024 год	5,00%	**35.451**	33.123
Облигации ЛФБ 2018	1,5 миллиарда долларов США	2048 год	6,375%	**696.326**	639.046
Облигации ЛФБ 2018	1,5 миллиарда долларов США	2030 год	5,375%	**588.694**	540.156
Облигации ЛФБ 2018	0,5 миллиарда долларов США	2025 год	4,75%	**236.279**	216.760
Облигации ЛФБ 2017	1,25 миллиарда долларов США	2047 год	5,75%	**569.989**	522.827
Облигации ЛФБ 2017	1 миллиард долларов США	2027 год	4,75%	**467.557**	428.552
Итого				**2.949.130**	2.706.199

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года займы составили:

В миллионах тенге	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Займы					
ВТБ Банк (ПАО)	38 миллиардов рублей	2027 год	Ключевая ставка Центрального Банка Российской Федерации + 2,25%	349.123	221.207
Синдицированный займ (Unicredit Tiriac Bank, ING Bank, BCR, Raiffeisen Bank)	435 миллионов долларов США[1]	2022-2023 годы	1M Libor + 2,75%, 1M Libor + 2,50%, ON Euribor + 2,50%	148.966	84 096
АО «Народный Банк Казахстана» (Народный Банк)	151 миллиард тенге	2024-2025 годы	11,00%	136.498	138.119
АО «Банк развития Казахстана» (БРК)	157 миллиардов тенге	2023-2026 годы	7,00-9,00%	109.885	119.243
Cargill	150 миллионов долларов США	2023-2024 годы	3M SOFR + 2,61%, 3M Libor + 2,50%, 3M SOFR + 2,98%	70.956	43.343
ING Bank NV	250 миллионов долларов США	2022	COF[3] (1,95%) + 2,00%	35.254	24.034
БРК	843,6 миллионов долларов США	2023 год	10,99%	27.287	34.138
Народный Банк	100 миллионов долларов США[2]	2024 год	5,00% (Доллар США), 16,00% (Тенге)	27.135	43.302
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ. Ltd (Лондонский филиал)	150 миллионов долларов США	2022 год	COF (1,60%) + 1,70%	25.541	22.385
Credit Agricole	250 миллионов долларов США	2022 год	COF (1,72%) + 2,00%	3.362	21.533
The Export-Import Bank of China (Eximbank)	1,13 миллиардов долларов США	2026 год	6M Libor + 4,10%	–	242.555
Прочие	–	–	–	51.560	46.173
Итого				985.567	1.040.128

[1] *75 миллионов долларов США возобновляемая кредитная линия.*

[2] *Возобновляемая кредитная линия.*

[3] *Cost of funding.*

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

Увеличение балансовой стоимости размещенных облигаций в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, связано с влиянием обменного курса иностранных валют на облигации, размещенные на Лондонской Фондовой Бирже (далее – «ЛФБ») и деноминированные в долларах США, в сумме 238.139 миллионов тенге.

В январе 2022 года ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – «АНПЗ») осуществило полное досрочное погашение займа от Eximbank в сумме 604 миллиона долларов США (эквивалентно 259.459 миллионов тенге), включая вознаграждение. Для погашения были использованы денежные средства, зарезервированные в ноябре 2021 года *(Примечание 18)*.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, КМГИ получил синдицированный займ в сумме 126 миллионов долларов США (эквивалентно 56.555 миллионов тенге) для целей финансирования оборотного капитала.

Увеличение балансовой стоимости займа ВТБ Банк (ПАО), деноминированного в российских рублях, в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, связано с влиянием обменного курса в сумме 123.988 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

Изменения в обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня:

	2022 года				2021 года			
В миллионах тенге	Кратко-срочные займы	Долго-срочные займы	Облигации	Итого	Кратко-срочные займы	Долго-срочные займы	Облигации	Итого
Сальдо на 1 января (аудировано)	162.772	877.356	2.706.199	3.746.327	184.370	916.265	2.977.813	4.078.448
Получено денежными средствами	26.576	81.884	–	108.460	110.159	55.774	–	165.933
Выплата основного долга денежными средствами	(54.184)	(20.384)	(520)	(75.088)	(46.300)	(115.233)	(6.287)	(167.820)
Выплата основного долга и уплата вознаграждений за счёт зарезервированных денежных средств	–	(259.459)	–	**(259.459)**	–	–	–	–
Вознаграждение начисленное	4.472	38.086	77.440	**119.998**	4.654	32.743	80.879	118.276
Комиссия за досрочное погашение займа *(Примечание 13)*	–	4.498	–	**4.498**	–	–	–	–
Списание затрат в связи с досрочным погашением займа *(Примечание 13)*	–	13.035	–	**13.035**	–	–	–	–
Вознаграждение уплаченное*	(4.547)	(30.046)	(74.988)	**(109.581)**	(4.532)	(27.141)	(106.340)	(138.013)
Пересчёт валюты отчётности	9.787	13.056	233.582	**256.425**	2.845	1.715	43.956	48.516
Убыток по курсовой разнице	262	123.631	7.417	**131.310**	472	8.573	5.991	15.036
Прочие	–	(1.228)	–	**(1.228)**	–	(192)	–	(192)
Сальдо на 30 июня (неаудировано)	**145.138**	**840.429**	**2.949.130**	**3.934.697**	251.668	872.504	2.996.012	4.120.184
Текущая часть	**145.138**	**172.287**	**38.560**	**355.985**	251.668	171.423	44.678	467.769
Долгосрочная часть	–	**668.142**	**2.910.570**	**3.578.712**	–	701.081	2.951.334	3.652.415

* *Вознаграждение выплаченное представлено в отчете о движении денежных средств как денежные потоки от операционной деятельности*

Ковенанты

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года, Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

20. ЗАЙМЫ (продолжение)

Хеджирование чистых инвестиций с иностранной функциональной валютой

На 30 июня 2022 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в зарубежные подразделения для хеджирования подверженности Группы валютному риску по отношению к доллару США. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, убыток от курсовой разницы в размере 233.582 миллиона тенге (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года: убыток от курсовой разницы в размере 43.956 миллионов тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и зачтен против дохода от пересчёта зарубежных подразделений.

Между объектом хеджирования и инструментом хеджирования существует экономическая взаимосвязь, поскольку чистая инвестиция создает валютный риск, который совпадает с валютным риском по займам в долларах США. Группа установила коэффициент хеджирования 1:1, поскольку базовый риск инструмента хеджирования идентичен компоненту хеджируемого риска. Неэффективность хеджирования возникнет, когда сумма инвестиций в зарубежную дочернюю компанию станет меньше, чем сумма заимствований с фиксированной ставкой. На 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года неэффективной части хеджа не было.

21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В миллионах тенге	На 30 июня 2022 года (неаудировано)	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Торговая кредиторская задолженность	870.116	519.201
Прочие финансовые обязательства		
Задолженность перед сотрудниками	55.967	44.401
Прочая кредиторская задолженность	20.889	16.446
Производные финансовые инструменты	29.405	2.127
Прочие	22.167	22.172
	128.428	85.146
Краткосрочная часть	112.762	69.231
Долгосрочная часть	15.666	15.915
Прочие нефинансовые обязательства		
Договорные обязательства	157.468	154.696
Прочие	23.226	18.802
	180.694	173.498
Краткосрочная часть	143.134	134.269
Долгосрочная часть	37.560	39.229

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах:

В миллионах тенге	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Доллар США	704.136	351.383
Тенге	70.000	83.705
Румынская лея	59.149	71.932
Евро	31.745	3.381
Другие валюты	5.086	8.800
Итого	**870.116**	519.201

По состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года, по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим финансовым обязательствам проценты не начислялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

22. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Условия сделок со связанными сторонами

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон. Непогашенные остатки, в основном, необеспеченные и беспроцентные и расчёты производятся денежными средствами. Группа признает резервы под ожидаемые кредитные убытки по задолженности от связанных сторон.

Остатки по расчётам

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года:

В миллионах тенге	По состоянию на	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**457.284**	**1.645**	**–**	**35.449**
	31 декабря 2021 года (аудировано)	497.242	1.074	–	33.123
Ассоциированные компании	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	78.400	**2.679**	**–**	–
	31 декабря 2021 года (аудировано)	12.249	3.009	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**1.300**	**428**	**94.366**	**137.172**
	31 декабря 2021 года (аудировано)	2.349	638	86.481	153.381
Совместные предприятия	**30 июня 2022 года (неаудировано)**	**172.534**	341.779	–	–
	31 декабря 2021 года (аудировано)	166.869	170.923	–	–

Задолженность связанных/связанным сторонам

Ассоциированные компании

По состоянию на 30 июня 2022 года увеличение задолженности ассоциированных компании, в основном, представлена начисленными дивидендами от АО "Каспийский трубопроводный консорциум" на сумму 143 миллионов долларов США (эквивалентно 67.175 миллионов тенге).

Совместные предприятия

По состоянию на 30 июня 2022 года, задолженность перед совместными предприятиями, в основном, представлена кредиторской задолженностью за поставку сырой нефти ТОО «Тенгизшевройл» на сумму 294.602 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

22. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Обороты по сделкам

В следующей таблице приводятся общие суммы по сделкам, которые были заключены со связанными сторонами в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 и 2021 годов:

В миллионах тенге	В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня	Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2022 года (неаудировано)**	**4.812**	5.356	**25.209**	**800**
	2021 года (неаудировано)	10.096	7.338	17.345	975
Ассоциированные компании	**2022 года (неаудировано)**	**12.414**	17.341	**122**	–
	2021 года (неаудировано)	43.735	17.377	4.501	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2022 года (неаудировано)**	**7.782**	**9.224**	**158**	8.049
	2021 года (неаудировано)	17.827	6.975	162	11.695
Совместные предприятия	**2022 года (неаудировано)**	**101.901**	**1.153.273**	**5.492**	3
	2021 года (неаудировано)	196.296	819.354	12.123	354

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 и 2021 годов, общая сумма вознаграждения ключевому руководящему персоналу (члены Советов Директоров и Правлений Группы), включенная в общие и административные расходы, составляет 3.072 миллиона тенге и 3.189 миллионов тенге, соответственно. Вознаграждение ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премий по результатам деятельности.

Дивиденды

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК, Компания начислила и выплатила дивиденды за 2021 год в размере 327,80 тенге за акцию на общую сумму 199.997 миллионов тенге (2021 год: Компания начислила и выплатила дивиденды за 2020 год в размере 81,95 тенге за акцию на общую сумму 49.999 миллионов тенге).

Распределения Самрук-Казына

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, Группа, в соответствии с постановлением Правительства по строительству медицинского центра в городе Жанаозен и обеспечению жильем жителей города Жанаозен, произвела начисление обязательств в сумме 9.690 миллионов тенге и отразила его как распределение Самрук-Казына в капитале.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

23. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 30 июня 2022 года и 31 декабря 2021 года приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	30 июня 2022 года (неаудировано)					31 декабря 2021 года (аудировано)				
			Справедливая стоимость по уровням оценки					Справедливая стоимость по уровням оценки		
В миллионах тенге	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Облигации к получению от Самрук-Казына	**18.682**	**20.030**	–	20.030	–	18.373	16.925	–	16.925	–
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости	**438.819**	**431.657**	–	399.041	**32.616**	474.875	472.528	–	448.658	23.870
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**3.249.935**	**2.784.871**	**2.469.502**	315.369	–	3.041.001	3.556.705	3.210.632	346.073	–
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**684.762**	**684.762**	–	684.762	–	705.326	755.347	–	755.347	–

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

23. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и прочие долговые инструменты были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам.

Все финансовые инструменты, в отношении которых справедливая стоимость признается или раскрывается, классифицируются в иерархии справедливой стоимости на основе данных самого низкого уровня, которые являются значимыми для оценки справедливой стоимости в целом, следующим образом:

- Уровень 1 – котируемые (нескорректированные) рыночные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств;
- Уровень 2 – методы оценки, для которых прямо или косвенно наблюдаются исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости;
- Уровень 3 – методы оценки, для которых исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости, не наблюдаются.

В течение отчётного периода не было никаких переводов между Уровнем 1 и Уровнем 2, а также не осуществлялось перемещений в Уровень 3 или из него.

Для активов и обязательств, которые признаются по справедливой стоимости на постоянной основе, Группа определяет, произошли ли переводы между уровнями в иерархии, путем переоценки по категориям (на основе входных данных самого низкого уровня, которые важны для оценки справедливой стоимости в целом) в конце каждого отчётного периода. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, не было никаких изменений в процессах оценки Группы, методах оценки и типах исходных данных, используемых при оценке справедливой стоимости.

Ниже представлены значительные ненаблюдаемые исходные данные, используемые для оценок справедливой стоимости, отнесённые к Уровню 3 иерархии справедливой стоимости:

			Диапазон на	
	Метод долевой оценки	Значительные **ненаблюдаемые исходные данные**	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости	Метод дисконтированных денежных потоков	Ставка дисконтирования и процентная ставка	5,1-15,7%	**4,1-11,5%**

24. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В дополнение к договорным и условным обязательствам, раскрытым в консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, произошли следующие изменения:

Гражданское разбирательство в КМГИ

Faber Invest & Trade Inc. (далее – «Faber»), владелец неконтрольной доли участия в дочерних компаниях КМГИ, возобновил в 2020 году разбирательства по нескольким предыдущим гражданским делам, одно из которых оспаривает увеличение уставного капитала Rompetrol Rafinare Constanta, дочерней компании КМГИ, в 2003-2005 годах. Слушания проводились на периодической основе, но окончательные решения не были вынесены. 13 июля 2021 года, суд отклонил жалобу Faber. Однако, Faber повторно подал жалобу на решение суда. По результатам слушания в декабре 2021 года, суд удовлетворил жалобу и вернул дело на повторное рассмотрение. Два иска Faber были отклонены Верховным судом 13 апреля 2022 года и 4 мая 2022 года. Следующие слушания ожидаются в сентябре 2022 года.

Группа считает, что её позиция в отношении нового заявления Faber будет решена аналогично другим схожим разбирательствам, разрешенным в 2020 году в пользу Группы. Соответственно, Группа не признала резерв по данному делу на 30 июня 2022 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

24. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Комплексная налоговая проверка на ПНХЗ за 2016-2020 годы

1 марта 2022 года ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (далее – «ПНХЗ») получило результаты комплексной налоговой проверки за 2016-2020 годы, согласно которым сумма доначислений по НДС составила 15.290 миллионов тенге, по КПН 2.772 миллиона тенге, по прочим налогам 255 миллионов тенге, включая пени, а также сумма уменьшения переносимых убытков составила 15.579 миллионов тенге. ПНХЗ не согласен с результатами налоговой проверки и 15 апреля 2022 года направил соответствующую жалобу в Министерство финансов РК. В мае 2022 года, рассмотрение жалобы было приостановлено Министерством Финансов РК до выяснения обстоятельств. Группа считает, что риск доначисления налогов является маловероятным и, соответственно, не признала резерв по данной проверке по состоянию на 30 июня 2022 года.

Проверки возмещаемых затрат

По состоянию на 30 июня 2022 года, доля Группы в оспариваемых затратах составляет 1.231 миллион долларов США (эквивалентно 579.193 миллиона тенге на отчётную дату) (на 31 декабря 2021 года: 1.177 миллионов долларов США, эквивалентно 508.180 миллионов тенге на отчётную дату), включая долю Группы в обязательствах совместного предприятия.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, в соответствии со своими обязательствами, Группа поставила на внутренний рынок 4.030 тысяч тонн сырой нефти (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года: 3.396 тысяч тонн), включая долю Группы в поставках совместных предприятий и ассоциированных компаний.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 30 июня 2022 года, Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством, включая долю Группы в обязательствах совместных предприятий и ассоциированной компании:

В миллионах тенге	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2022	179.505	14.477
2023	110.943	4.310
2024	32.408	4.324
2025	14.217	4.275
2026-2048	3.038	21.957
Итого	**340.111**	**49.343**

Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 30 июня 2022 года обязательства КМГ Кашаган Б.В., совместного предприятия, по договорам поставки нефти составили 3,7 миллионов тонн (31 декабря 2021 года: 4,3 миллиона тонн).

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 30 июня 2022 года у Группы, включая долю Группы в обязательствах совместных предприятий, имелись прочие договорные обязательства по приобретению и строительству долгосрочных активов на общую сумму 186.935 миллионов тенге без учета НДС (по состоянию на 31 декабря 2021 года: 148.590 миллионов тенге без учета НДС).

По состоянию на 30 июня 2022 года у Группы имелись обязательства в общей сумме 169.073 миллиона тенге (по состоянию на 31 декабря 2021 года: 184.455 миллионов тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики РК и Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК и направленных на расширение производственных объектов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

25. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

Операционные сегменты Группы имеют отдельные структуры и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг. Все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и услуг на разных рынках. Функции определяются как операционные сегменты, а) как осуществляющие деятельность, от которой имеют доходы и расходы; б) чьи операционные результаты регулярно анализируются руководством Группы, принимающим операционные решения.

Деятельность Группы охватывает три основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Группа выделяет деятельность Компании в операционный сегмент «Корпоративный центр», поскольку Компания выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальные операционные сегменты объединены и представлены как прочие ввиду их несущественности.

Разбивка выручки по видам товаров и услуг представлена в *Примечании 6* к данной финансовой отчётности.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, выручка *«Продажа сырой нефти и газа»* и *«Продажа нефтепродуктов»* представляет собой, в основном, продажи третьим сторонам, осуществляемые следующими операционными сегментами:

	Вид товаров и услуг за шесть месяцев, закончившихся 30 июня			
	2022 года (неаудировано)		2021 года (неаудировано)	
В миллионах тенге	Продажа сырой нефти и газа	Продажа нефте-продуктов	Продажа сырой нефти и газа	Продажа нефте-продуктов
Сегменты				
Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	**2.386.316**	**1.135.412**	1.382.482	719.496
Корпоративный центр	**–**	**356.206**	–	249.384
Разведка и добыча нефти и газа	**–**	**2.038**	–	1.659
Прочие	**–**	**5.237**	–	5.092
	2.386.316	**1.498.893**	1.382.482	975.631

Результаты деятельности сегмента оцениваются на основе выручки, чистой прибыли и показателя EBITDA, которые рассчитываются на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчётности.

Показатель EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не регулируемым МСФО, который используется руководством для оценки эффективности сегментов и определяется как прибыль до вычета износа, истощения и амортизации, обесценения основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке, активов, классифицированных как предназначенные для продажи, расходов по разведке, обесценения инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании, финансовых доходов и расходов, и расходов по подоходному налогу.

EBITDA, % определяется как EBITDA определённого сегмента по отношению к общей EBITDA.

Географическая информация

Основные средства Группы расположены в следующих странах:

В миллионах тенге	**На 30 июня 2022 года (неаудировано)**	На 31 декабря 2021 года (аудировано)
Казахстан	**2.828.181**	2.782.481
Другие страны	**668.739**	623.499
	3.496.920	3.405.980

Корректировки и элиминации, указанные в таблицах ниже, представляют собой исключение внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением определённых регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

25. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2022 года, а также об активах и обязательствах на 30 июня 2022 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Корректировки и элиминации	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	1.216	103.411	3.684.120	357.059	57.344	–	4.203.150
Выручка от реализации другим сегментам	747.037	67.896	77.688	45.690	45.942	(984.253)	–
Итого выручка	748.253	171.307	3.761.808	402.749	103.286	(984.253)	4.203.150
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	(14.700)	(7.996)	(3.328.167)	(189.475)	(13.850)	736.230	(2.817.958)
Производственные расходы	(198.354)	(91.280)	(187.902)	(93.452)	(94.492)	183.274	(482.206)
Налоги кроме подоходного налога	(232.125)	(8.175)	(7.191)	(39.207)	(4.473)	–	(291.171)
Расходы по транспортировке и реализации	(53.316)	(9.309)	(34.249)	(4.588)	–	31.651	(69.811)
Общие и административные расходы	(15.979)	(6.658)	(22.028)	(11.991)	(11.293)	1.156	(66.793)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	552.870	73.978	10.146	–	6.554	–	643.548
EBITDA	786.649	121.867	192.417	64.036	(14.268)	(31.942)	1.118.759
EBITDA, %	70%	11%	17%	6%	(1%)	(3%)	
Износ, истощение и амортизация	(65.151)	(22.260)	(69.949)	(1.559)	(4.497)	–	(163.416)
Финансовый доход	38.058	1.158	6.341	70.761	5.117	(68.533)	52.902
Финансовые затраты	(10.382)	(3.701)	(72.414)	(112.882)	(2.499)	48.517	(153.361)
Обесценение / (восстановление обесценения) основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи	18	(20)	3	–	629	–	630
Расходы по подоходному налогу	(118.781)	(14.079)	9.626	(10.574)	(792)	–	(134.600)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	568.650	22.018	(57.893)	211.695	(17.740)	(49.770)	676.960
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	6.856.486	564.548	58.774	–	85.033	–	7.564.841
Капитальные затраты	86.110	33.925	33.028	2.986	7.571	–	163.620
Резервы на неликвидные ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, прочим краткосрочным финансовым активам, и резерв по обесценению краткосрочных нефинансовых активов	(4.884)	(10.663)	(54.334)	(29.655)	(9.398)	–	(108.934)
Активы сегмента	9.735.894	1.286.291	3.394.215	1.696.717	337.183	(1.239.912)	15.210.388
Обязательства сегмента	1.036.688	235.994	2.384.057	3.682.393	111.998	(1.167.001)	6.284.129

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

25. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года, а также об активах и обязательствах на 31 декабря 2021 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Корректировки и элиминации	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам*	3.276	98.917	2.263.000	249.495	57.340	–	2.672.028
Выручка от реализации другим сегментам*	572.263	38.620	75.376	19.282	39.734	(745.275)	–
Итого выручка*	575.539	137.537	2.338.376	268.777	97.074	(745.275)	2.672.028
Себестоимость купленной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов*	(14.210)	(6.346)	(2.042.997)	(113.700)	(13.311)	569.439	(1.621.125)
Производственные расходы*	(147.441)	(50.876)	(86.349)	(79.228)	(72.571)	123.649	(312.816)
Налоги кроме подоходного налога*	(153.669)	(6.281)	(7.245)	(19.185)	(3.538)	–	(189.918)
Расходы по транспортировке и реализации*	(52.555)	(3.676)	(32.238)	(5.005)	(10)	27.932	(65.552)
Общие и административные расходы*	(13.467)	(9.523)	(16.006)	(7.834)	(9.722)	(527)	(57.079)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто*	264.038	47.140	6.025	–	6.962	–	324.165
EBITDA*	458.235	107.975	159.566	43.825	4.884	(24.782)	749.703
EBITDA, %*	61%	14%	21%	6%	1%	(3%)	
Износ, истощение и амортизация*	(62.456)	(20.416)	(70.527)	(1.541)	(5.142)	–	(160.082)
Финансовый доход*	32.815	2.482	3.283	84.365	4.262	(92.582)	34.645
Финансовые затраты*	(9.670)	(2.522)	(40.647)	(103.274)	(2.392)	42.681	(115.824)
Восстановление обесценения основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи*	3	–	–	–	(3.761)	–	(3.758)
Расходы по разведке	(19.800)	–	–	–	–	–	(19.800)
Расходы по подоходному налогу*	(77.295)	(9.110)	(12.893)	(6.023)	(764)	–	(106.085)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности*	315.409	10.965	39.372	99.480	(3.463)	(72.075)	389.688
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	5.904.568	523.747	47.395	–	74.674	–	6.550.384
Капитальные затраты	72.537	40.676	11.607	4 561	7.352	29.772	166.505
Резервы на неликвидные ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, прочим краткосрочным финансовым активам, и резерв по обесценению краткосрочных нефинансовых активов	(4.854)	(9.686)	(40.898)	(28.518)	(9.023)	–	(92.979)
Активы сегмента	8.624.757	1.213.613	3.000.106	1.580.623	322.008	(1.088.846)	13.652.261
Обязательства сегмента	868.902	216.809	1.994.289	3.378.313	100.458	(1.065.191)	5 493 580

* *Некоторые суммы, приведенные в этой строке, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2021 года, поскольку отражают произведённые корректировки, информация о которых приводится в Примечании 4.*

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (неаудированной) (продолжение)

26. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОГО ПЕРИОДА

Полученные дивиденды

В июле и августе 2022 года Группа получила дивиденды от ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», ТОО «КазГерМунай», ТОО «МунайТас» и KMG Kashagan B.V., совместных предприятий, в размере 5.000 миллионов тенге, 4.759 миллионов тенге, 2.637 миллионов тенге и 567 миллионов долларов США (эквивалентно 266.118 миллионов тенге), соответственно, и от Каспийского Трубопроводного Консорциума, ассоциированной компании, в размере 129 миллионов долларов США (эквивалентно 61.046 миллионов тенге).

Приобретения

В июле 2022 года Компания приобрела 49% доли участия в ТОО «Petrosun», основной деятельностью которого является реализация сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов. В результате проведенного анализа Группа признала ТОО «Petrosun» как совместное предприятие и учитывает инвестицию в ТОО «Petrosun» с применением метода долевого участия в соответствии с МСФО 28.

Инцидент на месторождении «Кашаган»

3 августа 2022 года на месторождении «Кашаган» (Северо-Каспийский проект) была обнаружена утечка на установке предварительного отбора газа. В связи с чем добыча была полностью остановлена. С 10 августа добыча частично возобновлена. NCOC, компанией-оператором проекта, проводятся инспекция по оценке последствий инцидента и ремонтные работы по восстановлению.

Акционерное общество
«Национальная компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года
с отчётом независимого аудитора

СОДЕРЖАНИЕ

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о совокупном доходе 1-2
Консолидированный отчёт о финансовом положении 3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств 5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале 7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 9-86

Building a better working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, д. 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 59 60
Fax: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционерам, Совету Директоров и руководству Акционерного Общества «Национальная компания «КазМунайГаз»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Акционерного Общества «Национальная компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2021 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2021 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с принятым Советом по международным стандартам этики для бухгалтеров (СМСЭБ) Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) (Кодекс СМСЭБ) и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Республике Казахстан, и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита - это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
Обесценение долгосрочных активов	
Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестиции в нефтегазодобывающие и перерабатывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчетности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи. Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в *Примечании 4* к консолидированной финансовой отчетности.	Мы рассмотрели оценку руководством наличия признаков обесценения долгосрочных активов, и, где были выявлены признаки обесценения, мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчета возмещаемых стоимостей, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчете возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами. Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями. Мы оценили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности результатов теста на обесценение к изменениям допущений. Мы выполнили процедуру по оценке компетентности, возможностей и объективности внешних экспертов, привлеченных Группой для оценки запасов нефти и газа, а также для подготовки моделей обесценения, где применимо. Мы проанализировали раскрытие информации о тесте на обесценение в консолидированной финансовой отчетности.

Соблюдение установленных показателей по обязательствам

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые ограничительные условия. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объемов торговли, выручки и прибыли, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к дефициту финансирования. Соблюдение ограничительных условий по кредитным соглашениям является одним из наиболее значимых вопросов для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчетности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчете о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в *Примечании 25* к консолидированной финансовой отчетности.

Мы изучили условия кредитных соглашений и проанализировали финансовые и нефинансовые ограничительные условия и условия досрочного погашения. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы проверили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Мы проанализировали раскрытия в отношении соблюдения установленных показателей по обязательствам в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Выбытие АО «КазТрансГаз»

В ноябре 2021 года Группа подписала договор купли-продажи («ДКП») 100% доли в АО «КазТрансГаз» («КТГ») со своей материнской компанией, АО «Самрук-Қазына», по стоимости в сумме 1 тенге.

Данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита из-за сложности транзакции и величины выбывающих активов и обязательств.

Мы проанализировали структуру данной сделки. Мы изучили условия ДКП и другие документы, связанные с этой транзакцией, и получили понимание основных условий сделки.

Мы проанализировали учет данной операции исходя из критериев МСФО 5.

Информация о прекращенной деятельности раскрывается в *Примечании 5* к консолидированной финансовой отчётности; описание учетной политики в *Примечании 3* к консолидированной финансовой отчетности.	Мы оценили примененный учет выбытия, произвели пересчет финансового результата от выбытия и сравнили с отраженным в консолидированной финансовой отчетности финансовым результатом от прекращенной деятельности. Мы также рассмотрели соответствующие раскрытия в консолидированной финансовой отчетности и распределение на продолжающуюся и прекращенную деятельности.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2021 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2021 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2021 год, предположительно, будет нам предоставлен после выпуска настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Building a better working world

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;

- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о действиях, осуществленных для устранения угроз, или принятых мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнер, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Кайрат Медетбаев.

ТОО „Эрнст энд Янг"

Кайрат Медетбаев
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№МФ-0000137 от 8 февраля 2013 года

Рустамжан Саттаров
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан: серия МФЮ-2 № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан от 15 июля 2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

4 марта 2022 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 года	2020 года (пересчитано)*
Выручка и прочие доходы			
Выручка	6	**5.838.793**	3.624.964
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	**768.733**	280.815
Финансовый доход	14	**84.599**	87.987
Доход от выбытия совместных предприятий		**19.835**	–
Прочий операционный доход		**30.779**	19.020
Итого выручка и прочие доходы		**6.742.739**	4.012.786
Расходы и затраты			
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	8	**(3.596.491)**	(1.901.236)
Производственные расходы	9	**(693.031)**	(656.178)
Налоги кроме подоходного налога	10	**(428.639)**	(254.322)
Износ, истощение и амортизация	33	**(322.068)**	(317.427)
Расходы по транспортировке и реализации	11	**(131.912)**	(137.144)
Общие и административные расходы	12	**(148.478)**	(146.625)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи	13	**(20.724)**	(243.893)
Расходы по разведке	13	**(79.083)**	(19.807)
Обесценение инвестиций в совместное предприятие и ассоциированную компанию	19	**(64)**	(30.654)
Финансовые затраты	14	**(249.265)**	(265.372)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		**17.781**	(16.189)
Прочие расходы		**(24.510)**	(28.094)
Итого расходы и затраты		**(5.676.484)**	(4.016.941)
Прибыль/(убыток) до учёта подоходного налога		**1.066.255**	(4.155)
Расходы по подоходному налогу	29	**(221.393)**	(85.276)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности		**844.862**	(89.431)
Прекращенная деятельность			
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	5	**352.478**	261.328
Чистая прибыль за год		**1.197.340**	171.897
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:			
Акционеров Материнской Компании		**1.215.561**	273.237
Неконтрольную долю участия		**(18.221)**	(101.340)
		1.197.340	171.897

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В миллионах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 года	2020 года (пересчитано)*
Прочий совокупный доход/(убыток)			
Прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах			
Эффект хеджирования		**10.055**	(25)
Курсовая разница от пересчёта отчётности зарубежных подразделений		**126.673**	450.936
Налоговый эффект		**(11.818)**	(36.481)
Чистый прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом подоходного налога		**124.910**	414.430
Прочий совокупный доход/(убыток), не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах			
Прибыль/(убыток) от переоценки по пенсионным планам с установленными выплатами Группы, за вычетом подоходного налога		**5.959**	(10.592)
Убыток от переоценки по пенсионным планам с установленными выплатами совместных предприятий, за вычетом подоходного налога		**(169)**	(285)
Налоговый эффект		**(48)**	108
Чистый прочий совокупный доход/(убыток), не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом подоходного налога		**5.742**	(10.769)
Чистый прочий совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		**130.652**	403.661
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		**1.327.992**	575.558
Итого совокупный доход/(убыток) за год, приходящийся на:			
Акционеров Материнской Компании		**1.344.408**	677.742
Неконтрольную долю участия		**(16.416)**	(102.184)
		1.327.992	575.558
Прибыль на акцию – в тысячах тенге**			
Базовая и разводнённая	24	**1,963**	0,282
Базовая и разводнённая, от продолжающейся деятельности		**1,385**	(0,147)
Базовая и разводнённая, от прекращенной деятельности		**0,578**	0,428

* *Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 5.*

** *Количество простых акций по состоянию на 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2020 года составило 610.119.493 штуки.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В миллионах тенге	Прим.	На 31 декабря 2021 года	2020 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	15	**3.405.980**	4.369.745
Активы в форме права пользования		**40.551**	53.661
Активы по разведке и оценке	16	**43.541**	158.385
Инвестиционная недвижимость		**19.711**	22.826
Нематериальные активы	17	**182.222**	168.481
Долгосрочные банковские вклады	18	**56.058**	56.528
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	19	**6.550.384**	6.471.021
Активы по отсроченному налогу	29	**34.035**	58.590
НДС к возмещению		**11.972**	94.481
Авансы за долгосрочные активы		**40.845**	23.343
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	**142.394**	684.610
Прочие долгосрочные финансовые активы		**13.248**	11.651
Прочие долгосрочные нефинансовые активы		**4.784**	3.542
		10.545.725	12.176.864
Краткосрочные активы			
Товарно-материальные запасы	20	**259.497**	228.065
НДС к возмещению		**24.845**	106.695
Предоплата по подоходному налогу	29	**24.900**	70.301
Торговая дебиторская задолженность	21	**418.255**	422.821
Краткосрочные банковские вклады	18	**510.513**	282.472
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	**485.765**	27.795
Прочие краткосрочные финансовые активы	21	**329.503**	57.071
Прочие краткосрочные нефинансовые активы	21	**76.614**	88.821
Денежные средства и их эквиваленты	23	**975.849**	1.145.864
		3.105.741	2.429.905
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	15	**795**	46.518
		3.106.536	2.476.423
Итого активы		**13.652.261**	14.653.287

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим.	На 31 декабря 2021 года	2020 года
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	24	**916.541**	916.541
Дополнительный оплаченный капитал	24	**1.142**	8.981
Прочий капитал		**10.113**	58
Резерв по пересчёту валюты отчётности		**2.260.533**	2.146.035
Нераспределённая прибыль		**5.059.634**	5.636.705
Относящийся к акционерам Материнской Компании		**8.247.963**	8.708.320
Неконтрольная доля участия	24	**(89.282)**	(71.641)
Итого капитал		**8.158.681**	8.636.679
Долгосрочные обязательства			
Займы	25	**3.261.347**	3.716.892
Резервы	26	**222.936**	303.154
Обязательства по отсроченному налогу	29	**545.763**	555.894
Обязательства по аренде		**36.106**	45.499
Прочие долгосрочные финансовые обязательства		**15.915**	32.963
Прочие долгосрочные нефинансовые обязательства		**39.229**	28.831
		4.121.296	4.683.233
Краткосрочные обязательства			
Займы	25	**484.980**	361.556
Резервы	26	**22.309**	63.235
Подоходный налог к уплате	29	**6.882**	8.967
Торговая кредиторская задолженность	27	**519.201**	536.922
Прочие налоги к уплате	28	**126.424**	130.263
Обязательства по аренде		**8.988**	16.971
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	27	**69.231**	86.440
Прочие краткосрочные нефинансовые обязательства	27	**134.269**	129.021
		1.372.284	1.333.375
Итого обязательства		**5.493.580**	6.016.608
Итого капитал и обязательства		**13.652.261**	14.653.287
Балансовая стоимость одной акции* – в тысячах тенге	24	**13,074**	13,880

* *Количество простых акций по состоянию на 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2020 года составило 610.119.493 штуки.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 года	2020 года (пересчитано)*
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль/(убыток) до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		1.066.255	(4.155)
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности		407.993	282.355
Прибыль до учёта подоходного налога		1.474.248	278.200
Корректировки			
Износ, истощение и амортизация	33	322.068	317.427
Износ, истощение и амортизация от прекращенной деятельности	5	63.502	42.856
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи	13	20.724	243.694
Расходы по разведке	13	79.083	19.807
Обесценение инвестиций в совместное предприятие и ассоциированную компанию	19	64	30.654
Нереализованные убытки от производных инструментов по нефтепродуктам		–	626
Реализованные убытки/(доходы) от производных инструментов по нефтепродуктам		14.954	(22.946)
Финансовый доход	14	(84.599)	(87.987)
Финансовый доход от прекращенной деятельности		(19.750)	(21.766)
Финансовые затраты	14	249.265	265.372
Финансовые затраты от прекращенной деятельности		36.330	32.179
Доход от выбытия совместных предприятий		(19.835)	–
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	(768.733)	(280.815)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний от прекращенной деятельности, нетто		(275.100)	(230.380)
Изменение в резервах		(140.318)	(43.174)
(Положительная)/отрицательная курсовая разница, нетто		(6.565)	45.388
Начисление резерва на неликвидные товарно-материальные запасы		4.091	357
(Доход)/убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов, классифицированных как предназначенные для продажи, нетто		(2.259)	6.508
(Восстановление)/начисление обесценения НДС к возмещению		(5.144)	6.435
Изменения в финансовых гарантиях		3.527	6.288
НДС, не взятый в зачёт		2.599	4.528
Резерв под ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и прочим финансовым активам		3.453	4.225
Прочие корректировки		427	(267)
Операционная прибыль до корректировок оборотного капитала		952.032	617.209
Изменения в НДС к возмещению		73.253	(3.993)
Изменения в товарно-материальных запасах		(90.603)	82.337
Изменения в торговой дебиторской задолженности и прочих краткосрочных активах		(124.957)	121.837
Изменения в торговой и прочей кредиторской задолженности и обязательствах по договорам с покупателями		227.645	(305.380)
Изменения в прочих налогах к уплате		(52.580)	34.066
Денежные потоки, полученные от операционной деятельности		984.790	546.076
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	19	415.359	134.772
Выплаты по производным финансовым инструментам, нетто		–	(142)
Оплата подоходного налога		(111.373)	(87.984)
Проценты полученные		39.496	90.798
Проценты уплаченные		(249.775)	(236.987)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		1.078.497	446.533

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим	За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 года	2020 года (пересчитано)*
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Размещение банковских вкладов		(819.226)	(581.666)
Возврат банковских вкладов		585.614	685.773
Приобретение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке		(409.660)	(396.406)
Поступления от продажи основных средств, активов по разведке и оценке и активов, классифицированных как предназначенные для продажи		71.084	50.738
Поступление денежных средств от выбытия дочерних организаций, за вычетом выбывших денежных средств		(375.910)	8.710
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий без изменения доли владения		(1.926)	(6.586)
Поступление денежных средств от выбытия совместных предприятий		17.169	5.966
Займы, выданные связанным сторонам	30	(73.274)	(57.485)
Поступления от погашения займов, выданных связанным сторонам	30	24.438	72.721
Приобретение долговых ценных бумаг		(14.741)	(928)
Поступление от продажи долговых ценных бумаг		10.528	636
Поступления по векселю к получению от акционера совместного предприятия		–	11.512
Прочие		(2.790)	1.404
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(988.694)	(205.611)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Поступления займов	25	451.096	676.979
Погашение займов	25	(339.552)	(807.355)
Резервирование денежных средств для погашения займов**		(292.258)	–
Дивиденды, выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК	24	(49.999)	(81.738)
Дивиденды, выплаченные акционерам неконтрольной доли	24	(5.756)	(4.553)
Распределения в пользу Самрук-Казына	24	(534)	(7.987)
Выкуп собственных акций дочерней организацией		–	(212)
Погашения по финансовой гарантии		–	(1.383)
Погашения обязательств по основному долгу аренды		(45.530)	(18.978)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(282.533)	(245.227)
Влияние изменений в обменных курсах на денежные средства и их эквиваленты		22.851	85.341
Изменение в резерве под ожидаемые кредитные убытки		(136)	376
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		(170.015)	81.412
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года		1.145.864	1.064.452
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года		975.849	1.145.864

* *Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 5.*

** *В июне и ноябре 2021 года, Группа произвела резервирование денежных средств в общей сумме 292.258 миллионов тенге для погашения займов от The Export-Import Bank of China, включая начисленное вознаграждение. Займы были погашены в июле 2021 года в сумме 32.799 миллионов тенге (Примечание 25) и в январе 2022 года в сумме 259.459 миллионов тенге (Примечания 21 и 25). Погашения займов были отражены как неденежные операции.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв по пересчёту валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2019 года	916.541	40.794	83	1.731.747	5.469.236	8.158.401	38.255	8.196.656
Чистая прибыль/(убыток) за год	–	–	–	–	273.237	273.237	(101.340)	171.897
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(25)	414.288	(9.758)	404.505	(844)	403.661
Итого совокупный доход/(убыток)	–	–	(25)	414.288	263.479	677.742	(102.184)	575.558
Дивиденды *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(81.738)	(81.738)	(4.856)	(86.594)
Распределения в пользу Самрук-Казына *(Примечание 24)*		–	–	–	(7.763)	(7.763)	–	(7.763)
Операции с Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(11.617)	(11.617)	–	(11.617)
Передача трубопроводов, полученных от Правительства, в связи с прекращением действия договора доверительного управления *(Примечание 24)*	–	(17.323)	–	–	1.205	(16.118)	–	(16.118)
Перевод разницы между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного Компанией от Самрук-Казына, в связи с погашением *(Примечание 24)*	–	(10.971)	–	–	10.971	–	–	–
Перевод превышения справедливой стоимости над номинальной стоимостью займа, внесенного Самрук-Казына в связи с погашением *(Примечание 24)*	–	(3.519)	–	–	3.519	–	–	–
Резерв по пут опциону на продажу неконтрольной доли участия дочерней организацией	–	–	–	–	(10.750)	(10.750)	(2.481)	(13.231)
Выкуп собственных акций дочерней организацией	–	–	–	–	163	163	(375)	(212)
На 31 декабря 2020 года	916.541	8.981	58	2.146.035	5.636.705	8.708.320	(71.641)	8.636.679

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв по пересчёту валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2020 года	916.541	8.981	58	2.146.035	5.636.705	8.708.320	(71.641)	8.636.679
Чистая прибыль/(убыток) за год	–	–	–	–	1.215.561	1.215.561	(18.221)	1.197.340
Прочий совокупный доход	–	–	10.055	114.498	4.294	128.847	1.805	130.652
Итого совокупный доход/(убыток)	–	–	10.055	114.498	1.219.855	1.344.408	(16.416)	1.327.992
Дивиденды *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(49.999)	(49.999)	(6.192)	(56.191)
Распределения в пользу Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(85)	(85)	–	(85)
Операции с Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(5.222)	(5.222)	–	(5.222)
Передача АО «КазТрансГаз» в Самрук-Казына *(Примечание 5)*	–	(7.839)	–	–	(1.741.620)	(1.749.459)	–	(1.749.459)
Взнос в капитал дочерней компании	–	–	–	–	–	–	4.967	4.967
На 31 декабря 2021 года	916.541	1.142	10.113	2.260.533	5.059.634	8.247.963	(89.282)	8.158.681

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-86 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее – «Компания», «АО НК «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является нефтегазовым предприятием Республики Казахстан (далее – «РК»), созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и постановления Правительства Республики Казахстан (далее – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния закрытых акционерных обществ «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» и «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». В результате объединения все активы и обязательства этих компаний, включая доли их участия во всех предприятиях, были переданы в Компанию. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством РК, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлось акционерное общество «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук», которое в октябре 2008 года объединилось с акционерным обществом «Фонд Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав акционерное общество «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк РК приобрел 9,58% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2021 года Компания имеет доли участия в 60 операционных компаниях (на 31 декабря 2020 года: 61) (совместно «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: РК, город Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, 8.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в разработке и реализации единой государственной политики в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, услуг для проведения нефтяных операций, переработки, нефтехимии, транспортировки и реализации углеводородов, проектированию, строительству и эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций *(Примечание 3)*.

Данная консолидированная финансовая отчётность Группы была утверждена к выпуску Заместителем председателя Правления по экономике и финансам и Главным бухгалтером Компании 4 марта 2022 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учётной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до миллионов, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчётность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определённых важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики Группы. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

При подготовке консолидированной финансовой отчётности руководством Группы была принята во внимание текущая экономическая обстановка в мире с учётом наличия ряда неопределённостей, в том числе из-за влияния пандемии COVID-19. Консолидированная финансовая отчётность подготовлена в соответствии с принципом непрерывности деятельности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность (далее – «функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в Казахстанских тенге (далее – «тенге»), который является функциональной валютой и валютой представления Компании.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчётов по таким операциям, и от пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчётную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определённых как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Компании, входящие в Группу

Доходы и убытки, финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчётов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчётную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчётов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан. Обменный курс КФБ на 31 декабря 2021 года составил 431,80 за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2021 года (на 31 декабря 2020 года: 420,91 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 4 марта 2022 года составлял 499,20 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учётной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2021 года.

Следующие поправки были применены впервые в 2021 году:

- Поправки к МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»*, МСФО (IAS) 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»*, МСФО (IFRS) 7 *«Финансовые инструменты: раскрытие информации»*, МСФО (IFRS) 4 *«Договоры страхования»* и МСФО (IFRS) 16 *«Аренда»*. Поправки предоставляют временные послабления на эффект влияния на финансовую отчётность, когда межбанковская ставка предложения (IBOR) заменяется альтернативной почти безрисковой процентной ставкой (RFR). Поправки включают следующие упрощения практического характера:
    - упрощение практического характера, требующее, чтобы изменения в договоре или изменения в денежных потоках, которые непосредственно требуются реформой, рассматривались как изменения плавающей процентной ставки, эквивалентные изменению рыночной процентной ставки;
    - разрешить внесение изменений, требуемых реформой IBOR, в определение хеджирования и документацию по хеджированию без прекращения отношений хеджирования;
    - предоставить организациям временное освобождение от необходимости выполнять отдельно идентифицируемое требование, когда инструмент RFR определяется как средство хеджирования компонента риска.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

- Поправка к МСФО (IFRS) 16 *«Аренда»* под названием «COVID-19: концессии в отношении договоров аренды». Поправка позволяет арендаторам не считать непосредственно связанные с COVID-19 концессии договоров аренды модификациями договора. Указанная поправка не оказала существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность, поскольку у Группы не было существенных концессий договоров аренды, вызванных пандемией.

Новые и измененные стандарты и интерпретации, ещё не вступившие в силу

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил новый стандарт МСФО (IFRS) 17 *«Договоры страхования»*. МСФО (IFRS) 17 представляет собой единое руководство по учёту договоров страхования, а также содержит все требования к соответствующему раскрытию информации. Новый стандарт заменяет одноименный стандарт МСФО (IFRS) 4. В июне 2020 года, Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 17, которая устраняет неопределённости и проблемы с его внедрением, а также, перенес дату первоначального применения на годовые периоды, начинающиеся с 1 января 2023 года и позднее. Группа не ожидает, что указанный стандарт окажет существенное влияние на консолидированную финансовую отчётность.

В январе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчётности»* под названием *«Классификация финансовых обязательств в качестве краткосрочных и долгосрочных»*. Принятая поправка уточняет критерии классификации обязательств в качестве долгосрочных или краткосрочных. Поправка вступает в действие с 1 января 2023 года. Досрочное применение разрешено. Группы не ожидает, что указанная поправка окажет существенное влияние на консолидированную финансовую отчётность, поскольку Группа уже применяет уточненные критерии.

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 3 *«Объединения бизнесов»* под названием *«Ссылки на Концептуальные основы»*. Поправка заменяет ссылки на Концептуальные основы представления финансовых отчётов, выпущенные в марте 2018 года, без внесения значительных изменений в требования стандарта. Поправка начинает действовать с или после 1 января 2022 года. Досрочное применение разрешено. Группа не ожидает, что указанная поправка окажет существенное влияние на консолидированную финансовую отчётность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учётной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Новые и измененные стандарты и интерпретации, ещё не вступившие в силу (продолжение)

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IAS) 16 *«Основные средства»* под названием *«Основные средства: поступления до использования по назначению»*. Указанная поправка запрещает вычитать из первоначальной стоимости объекта основных средств какие-либо поступления от продажи изделий, произведенных в процессе доставки этого объекта на место его дальнейшего использования и приведения его в состояние, которое требуется для эксплуатации в соответствии с намерениями руководства. Вместо этого, организация признает поступления от продажи таких изделий и стоимость их производства в составе прибыли или убытка. Поправка вступает в действие с 1 января 2022 года и должна применяться ретроспективно. Группа не ожидает, что указанная поправка окажет существенное влияние на консолидированную финансовую отчётность.

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 37 *«Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы»* под названием *«Обременительные контракты – затраты на исполнение договора»*. Поправки разъясняют какие затраты организация должна учитывать при оценке того, является ли договор обременительным. Поправки вступают в силу с 1 января 2022 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность.

В мае 2021 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 12 *«Налоги на прибыль»* под названием *«Отложенный налог, связанный с активами и обязательствами, возникающими из одной операции»*. Поправки разъясняют порядок учёта отложенного налога по операциям, в которых при первоначальном признании возникают равные суммы вычитаемых и налогооблагаемых временных разниц. Поправки вступают в силу с 1 января 2023 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность.

Кроме того, в рамках ежегодного проекта Совета по МСФО по улучшению международных стандартов выпущен ряд поправок, которые ещё не вступили в силу. К ним относятся поправки к МСФО (IFRS) 1 *«Первое применение МСФО»* под названием *«Первое применение МСФО – дочерняя организация, впервые применяющая МСФО»*; поправки к МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»* под названием *«Комиссионное вознаграждение при проведении «теста 10%»* в случае прекращения признания финансовых обязательств; поправка к МСФО (IFRS) 16 *«Аренда»* под названием *«Стимулирующие платежи по аренде»* и поправка к МСФО (IAS) 41 *«Сельское хозяйство»* под названием *«Налогообложение при оценке справедливой стоимости»*. Группа не ожидает, что указанные поправки окажут существенное влияние на консолидированную финансовую отчётность.

Поправки к МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчётности»* и Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО *«Формирование суждений о существенности»*. Поправка к МСФО (IAS) 1 требует, чтобы организации раскрывали существенную информацию об учётной политике нежели значительные положения учётной политики. Поправка к Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО предоставляет указания о том, как применять концепцию существенности к раскрытию учётной политики.

Также, Совет по МСФО отдельно выпустил поправку к МСФО (IAS) 8 *«Учётная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»*. Поправка поясняет как организации должны разграничивать изменения в учётной политике от изменений в бухгалтерских оценках. Данное разграничение является важным, поскольку изменения в бухгалтерских оценках применяются перспективно только в отношении будущих операций и прочих будущих событий, в то время как изменения в учётной политике, как правило, применяются ретроспективно по отношению к прошлым операциям и прочим прошлым событиям.

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 вступают в силу для годовых отчётных периодов, начинающихся с или после 1 января 2023 года, досрочное применение разрешено.

Группа не применяла досрочно какие-либо стандарты, интерпретации или поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность включает финансовые отчётности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2021 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с её изменением, и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если Группа имеет: полномочия в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций); подверженность или права на получение переменного дохода от своего участия в инвестиции, а также; возможность использовать свои полномочия в отношении объекта инвестиций с целью влияния на величину доходов.

Как правило, предполагается, что большинство прав голоса обуславливает наличие контроля. Для подтверждения такого допущения и при наличии у Группы менее большинства прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций, включая, соглашения с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций; права, обусловленные другими соглашениями; права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного и более из трех элементов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в консолидированный отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Финансовая отчётность дочерних организаций подготовлена за тот же отчётный период, что и отчётность материнской компании на основе последовательного применения учётной политики. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольной доле участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному остатку у неконтрольной доли участия. При необходимости, финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные прибыли и убытки, возникающие в результате осуществления внутригрупповых операций и дивиденды полностью исключаются при консолидации. Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом.

Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (включая гудвил), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает итоговые доход или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Дочерние организации

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчётность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения 2021 год	Доля владения 2020 год
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Разведка и добыча	Казахстан	**99,72%**	99,72%
ТОО «КазМунайТениз»	Разведка и добыча	Казахстан	**100%**	100%
ТОО «КМГ Карачаганак»	Разведка и добыча	Казахстан	**100%**	100%
ТОО «Казахтуркмунай»	Разведка и добыча	Казахстан	**100%**	100%
АО «КазТрансОйл»	Транспортировка нефти	Казахстан	**90%**	90%
ТОО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	**100%**	100%
АО «КазТрансГаз» *(Примечание 5)*	Транспортировка газа	Казахстан	**–**	100%
Cooperative KazMunayGas PKI U.A.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	**100%**	100%
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»	Переработка	Казахстан	**99,53%**	99,53%
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»	Переработка	Казахстан	**100%**	100%
KMG International N.V.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	**100%**	100%
ТОО «KMG Drilling&Services»	Услуги по бурению	Казахстан	**100%**	100%

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Когда Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится выделение приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты»*, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе прибыли или убытка в соответствии с МСФО (IFRS) 9. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО (IFRS) 9, оно оценивается по справедливой стоимости в составе прибыли или убытка. Условное возмещение, подлежащее классификации в качестве собственного капитала, в последствии переоценивается, и его последующее погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, которая представляет собой превышение суммы переданного вознаграждения и суммы, признанной за неконтрольную долю участия, а также любых ранее принадлежавших покупателю долей, над суммой чистых идентифицируемых приобретаемых активов и принятых обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвил (продолжение)

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проведения теста на обесценение, гудвил, приобретенный при объединении бизнеса, начиная с даты приобретения, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к этим подразделениям.

Если гудвил является частью единицы, генерирующей денежные потоки, и часть деятельности в рамках этой единицы выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от выбытия деятельности. Гудвилл, выбывший в этом случае, оценивается на основе относительной стоимости выбывшей деятельности и оставшейся части единицы, генерирующей денежные потоки.

Объединение бизнеса, происходящее поэтапно

Справедливая стоимость ранее принадлежавшей покупателю доли участия в приобретаемой компании на дату приобретения переоценивается по справедливой стоимости на дату приобретения через прибыль или убыток.

При поэтапном объединении бизнеса покупатель признает гудвил на дату приобретения, оцениваемый как превышение (а) над (б), как указано ниже:

(а) совокупность: (i) переданного вознаграждения, оцениваемого, как правило, по справедливой стоимости на дату приобретения в соответствии с МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса»*; (ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации, оцененной в соответствии с настоящим стандартом; (iii) справедливой стоимости ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации на дату приобретения.

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в консолидированной финансовой отчётности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвил, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественником, также, отражается в консолидированной финансовой отчётности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в консолидированной финансовой отчётности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчётность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

Совместно-контролируемые операции

Совместная операция – это тип совместного предпринимательства, предполагающий наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В отношении своих интересов в совместных операциях Группа признает: Активы, включая свою долю в совместных активах; Обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах; Выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместных операций; Долю выручки от продажи продукции совместных операций; Расходы, включая свою долю в совместно понесенных расходах.

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не включающий в себя контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

Совместное предприятие – это тип совместной деятельности, согласно которому стороны, имеющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля над деятельностью, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль. По условиям договора, предусматривающего совместный контроль, Группа может владеть менее чем 50% доли участия в совместных предприятиях.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними организациями. Инвестиции Группы в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются с использованием метода долевого участия.

В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместное предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. После даты приобретения балансовая стоимость инвестиций увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании. Гудвил, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Консолидированный отчёт о совокупном доходе отражает долю Группы в результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения в прочем совокупном доходе таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчёте об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями или ассоциированными компаниями, исключаются в размере доли участия в совместном предприятия или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчёте о совокупном доходе и представляет собой прибыль или убыток после налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании. Финансовая отчётность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчётный период, что и отчётность Группы. В случае необходимости, финансовая отчётность корректируется с целью приведения учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчётную дату Группа устанавливает наличие объективных доказательств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию. В случае наличия таких доказательств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает убыток в консолидированном отчёте о совокупном доходе по статье «Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании».

В случае потери значительного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от продажи признается в составе прибыли или убытка.

Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные

В консолидированном отчёте о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если: его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла; он предназначен в основном для целей торговли; его предполагается реализовать в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода. Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные (продолжение)

Обязательство является краткосрочным, если: его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла; оно удерживается в основном для целей торговли; оно подлежит погашению в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода. Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесённые до приобретения прав недропользования (лицензий)

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены за исключением затрат, понесенных после подписания соответствующего соглашения с Правительством РК. В таких случаях понесенные затраты капитализируются в составе разведочных и оценочных активов.

Затраты по приобретению права на недропользование и имущества

Права на разведку и добычу недр и соответствующие затраты на приобретение имущества капитализируются в составе активов по разведке и оценке и классифицируются как нематериальные. Каждый объект по разведке ежегодно рассматривается на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и актив не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующие затраты на приобретение имущества списываются. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих затрат на приобретение имущества, учитываемых в разрезе месторождений, объединяются с активами по разведке и оценке и переносятся в нефтегазовое имущество или нематериальные активы.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

После приобретения законного права на разведку, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно связанные с разведочными и оценочными скважинами, включая неудачные эксплуатационные или оконтуривающие скважины, капитализируются как разведочные и оценочные нематериальные или материальные активы в соответствии с характером затрат, до завершения бурения скважины и оценки результатов. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если ожидаемые запасы не обнаружены, актив по разведке и оценке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке деятельности, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как актив, пока не будет достигнут обоснованный/ непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов.

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения.

При определении доказанных запасов углеводородов и принятия решения о разработке, соответствующие затраты, связанные с разведкой и оценкой, соответствующие расходы переносятся в нефтегазовые активы после проведения теста на обесценение и признания убытка от обесценения, если таковой имеется.

При отсутствии таких намерений, и при принятии решения вернуть контрактную территорию Правительству и расторгнуть контракты на недропользование, активы списываются на расходы.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства и разработки, при соблюдении критериев признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов и земли, в основном включают здания, машины и оборудование, транспортные средства и прочие, которые амортизируются прямолинейным методом в течение среднего срока полезной службы следующим образом:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	2-100 лет
Машины и оборудование	2-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет
Земля	Не амортизируется

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках учитываются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объёмов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку, разработку и добычу нефти и натурального газа, компьютерных программ и гудвил. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвил и права на недропользование, амортизируются прямолинейным методом в течение ожидаемого оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения срока полезной службы учитывается в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нематериальные активы (продолжение)

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена. Гудвил тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвил определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвил не может быть восстановлен в будущих периодах.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчётную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, или ценности от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних организаций или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчётов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчёты, как правило, составляются на 5 (пять) лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвил, на каждую отчётную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке проверяются на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке нефти и газа, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение активов по разведке и оценке (продолжение)

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- период, в течение которого организация Группы имеет право на проведение разведки определённого участка, истек или истечёт в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определённом участке не включены в бюджет и не планируются;
- разведка и оценка минеральных ресурсов на определённом участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объёмов минеральных ресурсов, и организация Группы решила прекратить такую деятельность на определённом участке;
- достаточные данные показывают, что, несмотря на вероятность разработки определённого участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Долгосрочные активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по наименьшему из текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Долгосрочные активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершённой сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчёте о совокупном доходе за отчётный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются отдельно в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объёме на основе дисконтированных денежных потоков, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу объекта или элемента основных средств и по восстановлению участка, на котором они расположены, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определённых в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства в сумме, эквивалентной размеру признанного резерва. Впоследствии данный актив амортизируется как часть капитализированных затрат на производство и транспортировку на основе соответствующего метода амортизации.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчётном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчёте о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход и по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристики контрактных денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной, в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определённой в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы долговой финансовый актив был классифицирован и оценен по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, он должен привести к возникновению денежных потоков, которые представляют собой «исключительно платежи в счёт основной суммы долга и процентов (SPPI)» на непогашенную основную сумму. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента. Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает каким образом Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет будут ли денежные потоки следствием получения предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того и другого. Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определённом рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на две категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

У Группы отсутствуют финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обусловливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения. К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы, выданные связанным сторонам, и банковские вклады.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включает некоторые займы, выданные Группой связанным сторонам и содержащие производные финансовые инструменты. Финансовые активы, денежные потоки по которым не являются исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов, классифицируются и оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток независимо от используемой бизнес-модели. Несмотря на критерии для классификации долговых инструментов по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, как описано выше, долговые инструменты могут быть классифицированы как учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток при первоначальном признании в том случае, если такого рода классификация устраняет или существенно уменьшает несоответствие в учёте.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчёте о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе в составе прибыли или убытка.

Прекращение признания

Финансовый актив прекращает признаваться (исключается из консолидированного отчёта о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объёме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объёме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой. Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Группы.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися Группе в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированная с использованием ставки, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставки по данному активу. Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ОКУ). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ОКУ за весь срок).

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчёте ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчётную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ОКУ за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учётом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определённых случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учёта механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения, предусмотренных договором денежных потоков.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объёма производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, при первоначальном признании, классифицируются соответственно, как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты, заимствования и задолженность, или производные инструменты.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток включают финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определённые при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определённые в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО (IFRS) 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определённых ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Договоры финансовой гарантии

Договоры финансовой гарантии, выпущенные Группой, представляют собой договоры, которые требуют осуществления платежа для возмещения держателю убытка, который он понес, поскольку указанный должник не произвел платеж в срок в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учётом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: оценочного резерва под ожидаемые кредитные убытки, рассчитанного в соответствии с МСФО (IFRS) 9, и признанной суммы за вычетом накопленной амортизации, если таковая имеется.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачёту, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчёте о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачёт признанных сумм, а также намерение произвести расчёт на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчётную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение резерва, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы определяются путем дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по текущей ставке до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и, при необходимости, риски, характерные для данного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по обязательствам перед Правительством

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы, расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчётности как «прочие распределения акционерам» в составе капитала.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выплаты работникам

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между организациями Группы и их работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея, смерти и прочее. Право на получение пособий, обычно, обуславливается продолжением работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчёте пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницами между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчётов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учёте пенсионных обязательств, это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчёте о совокупном доходе как финансовые затраты. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчёте пенсионных планов с установленными выплатами. Актуарные прибыли и убытки по прочим долгосрочным вознаграждениям работникам признаются в составе прибыли или убытка. Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

Признание выручки

Выручка признается, когда (или как) Группа выполняет обязательство по исполнению, передав обещанный товар или услугу (то есть актив) покупателю. Актив передается, когда (или как) покупатель получает контроль над этим активом, что обычно происходит при передаче права собственности, при условии, что цена контракта является фиксированной или определяемой, а возможность получения дебиторской задолженности обоснованно обеспечена. В частности, доходы от реализации на внутреннем рынке сырой нефти и газа, а также нефтепродуктов и прочих товаров, как правило, признаются при переходе права собственности на них. Для экспортных продаж право собственности, как правило, переходит на границе РК. Выручка оценивается по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, с учётом суммы любых торговых скидок, скидок за объём и возмещаемых налогов.

Продажи вспомогательных услуг признаются по мере оказания услуг при условии, что цена услуги может быть определена и нет существенной неопределённости относительно получения доходов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Процентный доход и расход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, процентный доход и процентный расход отражаются по эффективной процентной ставке. Эффективная процентная ставка – ставка, при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода, а процентный расход отражается в составе финансового расхода в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность представляет собой право Группы на сумму возмещения, которая является безусловной (т.е. для наступления срока оплаты возмещения требуется только время).

Договорные обязательства

Договорное обязательство – это обязательство передать товары или услуги покупателю, за которые Группа получила возмещение (или сумма возмещения ожидается) от покупателя. В случае, когда покупатель выплачивает возмещение до момента, когда Группа передаст покупателю товар или услугу, Группа признает договорное обязательство в момент осуществления платежа или в момент, когда платеж становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что наступит раньше). Договорные обязательства признаются выручкой, когда Группа выполняет свои обязательства по договору.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчётности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог. Активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена или уплачена налоговыми органами. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчётную дату. Текущий корпоративный подоходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, но не в отчёте о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование, превышающей 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для КПН, так и для НСП. Отсроченный НСП рассчитывается по временным разницам для активов, отнесённых к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке НСП, подлежащей к уплате по контракту.

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчётную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила или актива или обязательства по операции, возникшей не вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток; и
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместных предприятиях, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев:

- когда отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса, и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток; и
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против неё могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчётную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчётную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы. Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчётном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчётную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчёте о совокупном доходе. Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачёта текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу. Отсроченные налоговые активы признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будет обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчёте о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся к акционерам Группы и на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчётную дату только в том случае, если они были объявлены до отчётной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчётности, если они были объявлены до отчётной даты, а также после отчётной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчётности к выпуску.

Распределения акционерам

Затраты, понесенные Группой в соответствии с Постановлениями Правительства по Поручению Президента РК или решениями или инструкциями Самрук-Казына, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов и предназначенные для передачи Самрук-Казына).

События после отчётной даты

События, наступившие по окончании отчётного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчёта о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчётности. События, наступившие по окончании отчётного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчётности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчётности Группы требует от её руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчётности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчётную дату. Однако неопределённость в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

Влияние пандемии COVID-19 и углеводородного рынка 2021 года

Влияние COVID-19 и неблагоприятных тенденций мирового углеводородного рынка было проанализировано во время подготовки данной консолидированной финансовой отчётности как часть оценки непрерывности деятельности. Для оценки данного допущения Группа провела прогноз ликвидности на основании нескольких стресс тестов.

В сегменте «Разведка и добыча нефти и газа» признаки обесценения основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке не были обнаружены.

В сегменте «Транспортировка нефти» были признаны расходы по обесценению в размере 4.453 миллиона тенге. Расходы по обесценению относятся к баржам ТОО «КазМорТрансФлот» *(Примечание 13)*. Возмещаемая стоимость данных ЕГДС для целей проверки на обесценение была определена на основе метода ценности использования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Влияние пандемии COVID-19 и углеводородного рынка 2021 года (продолжение)

В сегменте «Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов» были признаны расходы по обесценению в размере 8.298 миллионов тенге, которые представляют собой частичное обесценение нефтеперерабатывающих активов KMG International N.V. (далее – «КМГИ») *(Примечание 13)*. Возмещаемая стоимость данных ЕГДС для целей проверки на обесценение была определена исходя из справедливой стоимости за вычетом расходов на выбытие.

Превышение возмещаемой стоимости над балансовой стоимостью большинства нефтяных и нефтеперерабатывающих активов чувствительно к изменениям цен или другим допущениям. Изменения в течение следующих финансовых периодов могут привести к тому, что возмещаемая стоимость этих активов превысит или окажется ниже чем их текущая балансовая стоимость, и, следовательно, существует риск восстановления или начисления обесценения в тех периодах. Чувствительность к ключевым допущениям была раскрыта в *Примечании 13* по существенным ЕГДС Группы, по которым в 2021 году было признано обесценение.

Принятые допущения при проведении теста на обесценение

Долгосрочные допущения Группы в отношении прогнозируемых цен на нефть марки Brent, обменного курса тенге к доллару США и показателей инфляции были пересмотрены и основаны на прогнозах внешних источников и оценках независимых исследовательских организаций, прогнозирующих долгосрочные рыночные ожидания. Расчёты объёмов производства основаны на доказанных разработанных и неразработанных запасах дочерних организаций, а также на доказанных и вероятных запасах для существенных совместных предприятий и ассоциированных компаний. Период добычи определяется либо датой истечения срока действия контрактов на недропользование, либо периодом продления срока действия лицензии, на которую Группа имеет намерения на продление. Оценочные объёмы производства основаны на производственных планах Группы, которые, в основном, используются для подачи заявок на продление срока действия контрактов на недропользование.

Ставки дисконтирования были рассчитаны на основе средневзвешенной стоимости капитала отдельной единицы, генерирующей денежные потоки, и варьировались от 10,70% до 16,30% в зависимости от функциональной валюты, периода производства, премии за риск, коэффициента бета и соотношения собственных и заемных средств соответствующей единицы, генерирующей денежные средства.

Долгосрочные ценовые допущения были приняты на основе Bloomberg consensus, также, как и краткосрочные допущения, по которым цены, в реальных показателях 2021 года, представлены ниже:

	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Нефть марки Brent ($/баррель)	73	71,5	73	70	71

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения.

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Подробная информация о ежегодных результатах теста на обесценение раскрыта в *Примечании 13*.

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

Группа оценивает активы или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах свидетельствуют, что их стоимость не может быть возмещена. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть, ставки дисконта, будущая потребность в капитале, операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи), которые подвержены риску и неопределённости. В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании, и не применимы в целом.

ЕГДС KMGI, включая гудвил

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, Группа провела тест на обесценение гудвил и подразделений КМГИ, в том числе по реализации нефтепродуктов, переработке и прочих активов ввиду наличия индикаторов обесценения. В результате анализа на обесценение возмещаемая стоимость подразделений КМГИ превысила их балансовую стоимость *(Примечание 13)*.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

ПНХЗ, включая гудвил

На 31 декабря 2021 и 2020 годов, Группа имеет гудвил в размере 88.553 миллиона тенге, связанный с приобретением ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (далее – «ПНХЗ») *(Примечание 17)*. В декабре 2021 и 2020 годов Группа провела ежегодное тестирование гудвила ПНХЗ, используя применяемую в настоящее время толлинговую схему. При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз объёмов переработки сырой нефти, тарифы по нефтепереработке, капитальные затраты и другие факторы. ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования в 2021 году 12,06% была рассчитана на основании средневзвешенной стоимости капитала до налогов. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2029 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ на 2022-2026 годы, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 года, возмещаемая стоимость гудвила ПНХЗ, рассчитанная на основе ценности от использования, превысила балансовую стоимости, соответственно, не было признано обесценения.

Чувствительность к изменениям в предположениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвила ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями ставки дисконтирования, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1,0% до 13,06% и понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 1% не приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ до его балансовой стоимости.

Прочие ЕГДС

Пересмотр цен на сырьевые товары Группы и других допущений не привел к возникновению расходов на обесценение в других сегментах ЕГДС *Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов*.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательства по загрязнению окружающей среды и на производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие Казахстанскому рынку.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 *«Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах»*.

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчёту о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2021 года были в интервале от 2,23% до 8,10% и от 3,80% до 10,25% соответственно (31 декабря 2020 года: 2,00% до 7,3% и от 3,68% до 11,00% соответственно). По состоянию на 31 декабря 2021 года балансовая стоимость резерва Группы на обязательства по ликвидации нефтегазовых активов составила 67.190 миллионов тенге (на 31 декабря 2020 года: 66.177 миллионов тенге) *(Примечание 26)*.

Магистральные нефтепроводы и газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан *«О магистральном трубопроводе»*, вступившим в силу 4 июля 2012 года, АО «КазТрансОйл» (далее – «КТО») имеет юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации. По состоянию на 31 декабря 2021 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 34.547 миллионов тенге (на 31 декабря 2020 года: 113.558 миллионов тенге) *(Примечание 26)*.

Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2022 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 26*.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных обязательств по вознаграждениям работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчётную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резервы по прочим налогам, кроме подоходного налога, входят в состав резервов по налогам, раскрытых в *Примечании 26*. Условные обязательства по прочим налогам, кроме подоходного налога, раскрываются в *Примечании 32*. Резервы и условные обязательства по подоходному налогу входят в состав и раскрываются как обязательства по подоходному налогу или условные обязательства *(Примечания 29 и 32)*.

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчётных оценках в соответствии с МСФО (IAS) 8 *«Учётная политика, изменения в расчётных оценках и ошибки»*.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей, по возможности, используется информация с наблюдаемых рынков, однако, в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определённая доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учёт таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отражённую в консолидированной финансовой отчётности. Детали раскрыты в *Примечании 31*.

5. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ

11 марта 2021 года Компания и Самрук-Казына подписали договор доверительного управления в отношении 100% простых акций АО «КазТрансГаз» (далее – «КТГ»). 9 ноября 2021 года Компания передала Самрук-Казына 100% акций КТГ за 1 тенге и действие договора доверительного управления было прекращено.

Сделке предшествовало выполнение ряда юридических и финансовых условий, в том числе, получение согласований государственных органов и кредиторов КМГ. Последнее из условий было исполнено 8 ноября 2021 года. С 8 ноября 2021 года, КТГ был классифицирован как прекращенная деятельность.

Обязательство Компании по финансовой гарантии Компании и КТГ, в рамках синдицированного займа ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент», совместного предприятия КТГ, было переуступлено КТГ *(Примечание 27)*.

До 8 ноября 2021 года деятельность КТГ входило в операционный сегмент «Реализация и транспортировка газа». После передачи КТГ, сегмент «Реализация и транспортировка газа» больше не представляется в примечании о сегментах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ (продолжение)

Консолидированный отчёт о совокупном доходе и консолидированный отчёт о движении денежных средств, а также соответствующие примечания к консолидированной финансовой отчётности за предыдущий год были пересчитаны ретроспективно.

Результаты КТГ за период, закончившийся 8 ноября 2021 года и за год, закончившийся 31 декабря 2020 года были следующими:

В миллионах тенге	**За период, закончившийся 8 ноября 2021 года**	За год, закончившийся 31 декабря 2020 года
Выручка	**708.110**	931.073
Доля в прибылях совместных предприятий, нетто	**275.100**	230.380
Финансовый доход	**19.750**	21.766
Прочий операционный доход	**18.288**	6.075
Итого выручка и прочие доходы от прекращенной деятельности	**1.021.248**	1.189.294
Себестоимость покупного газа и прочих материалов	**(158.438)**	(375.831)
Производственные расходы	**(66.266)**	(84.608)
Налоги кроме подоходного налога	**(12.645)**	(15.237)
Износ, истощение и амортизация	**(63.502)**	(42.856)
Расходы по транспортировке и реализации	**(248.832)**	(321.042)
Общие и административные расходы	**(18.420)**	(23.583)
Финансовые затраты	**(36.330)**	(32.179)
Отрицательная курсовая разница, нетто	**(4.423)**	(7.747)
Прочие расходы	**(4.399)**	(3.856)
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности	**407.993**	282.355
Расходы по подоходному налогу	**(55.515)**	(21.027)
Прибыль за период от прекращенной деятельности	**352.478**	261.328

Чистые денежные потоки КТГ за период, закончившиеся 8 ноября 2021 года и за год, закончившиеся 31 декабря 2020 года были следующими:

В миллионах тенге	**За период, закончившийся 8 ноября 2021 года**	За год, закончившийся 31 декабря 2020 года
Операционные	**184.675**	88.737
Инвестиционные	**(8.689)**	71.562
Финансовые	**(44.270)**	(36.183)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	**134.138**	132.134

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ (продолжение)

На дату потери контроля чистые активы КТГ были следующими:

В миллионах тенге	**Чистые активы на дату потери контроля**
Активы	
Основные средства	968.467
Инвестиции в совместные предприятия	662.208
Займы от связанных сторон	176.019
НДС к возмещению	94.439
Товарно-материальные запасы	41.834
Торговая дебиторская задолженность	127.567
Прочие долгосрочные активы	95.088
Прочие краткосрочные активы	77.582
Денежные средства и их эквиваленты	380.438
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	**2.623.642**
Обязательства	
Займы	490.813
Резервы	119.902
Обязательства по отсроченному налогу	72.909
Торговая кредиторская задолженность	132.708
Прочие долгосрочные обязательства	25.157
Прочие краткосрочные обязательства	32.694
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	**874.183**
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	**1.749.459**

Прочие краткосрочные обязательства КТГ на дату потери контроля были скорректированы на обязательства Компании по финансовой гарантии на сумму 6.445 миллионов тенге.

Передача акций КТГ осуществлена во исполнение поручения Главы государства РК и решения Самрук-Казына. Следовательно, разница между ценой продажи и балансовой стоимостью чистых активов КТГ на дату потери контроля была учтена как операции с Самрук-Казына.

6. ВЫРУЧКА

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Тип продукта и услуги		
Продажа сырой нефти и газа	**3.097.249**	1.676.749
Продажа нефтепродуктов	**2.102.113**	1.336.723
Услуги по переработке нефти и нефтепродуктов	**203.425**	193.659
Услуги по транспортировке нефти и газа	**171.365**	167.911
Прочие доходы	**264.641**	249.922
	5.838.793	3.624.964
Географические регионы		
Казахстан	**978.343**	770.102
Другие страны	**4.860.450**	2.854.862
	5.838.793	3.624.964

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
ТОО «Тенгизшевройл»	**441.665**	173.476
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	**90.904**	81.582
«КМГ Кашаган Б.В.»	**88.423**	(6.961)
«Мангистау Инвестмент Б.В.»	**80.154**	16.749
ТОО «КазРосГаз»	**20.952**	957
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	**13.464**	10.380
ТОО «Казахойл-Актобе»	**13.379**	2.448
«Valsera Holdings B.V.»	**11.868**	(6.137)
«ПетроКазахстан Инк.»	**8.042**	(8.812)
ТОО «КазГерМунай»	**6.108**	15.622
ТОО «Тениз Сервис»	**(3.089)**	3.891
«Ural Group Limited»	**(11.060)**	(10.265)
Доля в доходах прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	**7.923**	7.885
	768.733	280.815

8. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПОКУПНОЙ НЕФТИ, ГАЗА, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРОЧИХ МАТЕРИАЛОВ

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
Покупная нефть для перепродажи	**2.626.857**	1.311.169
Стоимость нефти для переработки	**558.603**	313.543
Материалы и запасы	**256.761**	214.332
Покупные нефтепродукты для перепродажи	**97.964**	45.870
Покупной газ для перепродажи	**56.306**	16.322
	3.596.491	1.901.236

9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
Расходы по заработной плате	**310.672**	294.529
Услуги по ремонту и обслуживанию	**116.151**	103.124
Электроэнергия	**98.258**	81.910
Транспортные расходы	**45.599**	39.631
Расходы по краткосрочной аренде	**28.213**	33.822
Прочие	**94.138**	103.162
	693.031	656.178

10. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**129.056**	41.120
Экспортная таможенная пошлина	**107.074**	71.746
Налог на добычу полезных ископаемых	**91.751**	59.323
Прочие налоги	**100.758**	82.133
	428.639	254.322

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

11. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Транспортировка	**87.282**	94.800
Расходы по заработной плате	**11.899**	12.811
Прочие	**32.731**	29.533
	131.912	137.144

12. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Расходы по заработной плате	**63.844**	63.360
Управленческие расходы	**21.428**	–
Консультационные услуги	**15.912**	21.893
Расходы по обслуживанию	**5.620**	6.163
Социальные выплаты	**4.594**	5.028
Услуги связи	**4.081**	3.624
Начисление резерва по ожидаемым кредитным убыткам по торговой дебиторской задолженности и прочим краткосрочным финансовым активам *(Примечание 21)*	**3.268**	3.460
НДС, не взятый в зачёт	**2.599**	3.166
Начисление резерва по налогам, штрафам и пени	**2.114**	12
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым к редитным убыткам по прочим краткосрочным нефинансовым активам *(Примечание 21)*	**101**	(65)
(Восстановление)/обесценение НДС к возмещению	**(5.144)**	6.432
Прочие	**30.061**	33.552
	148.478	146.625

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года расходы по заработной плате составили 386.415 миллионов тенге (2020: 370.700 миллионов тенге) и были отражены в составе производственных расходов, расходов по транспортировке и реализации и общих и административных расходов в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ, АКТИВОВ, КЛАССИФИЦИРОВАННЫХ КАК ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ И РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Расходы от обесценения и восстановление обесценения		
Основные средства *(Примечание 15)*	**17.013**	221.112
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	**3.770**	–
Активы по разведке и оценке *(Примечание 16)*	**–**	16.389
Инвестиционная недвижимость	**–**	142
Нематериальные активы *(Примечание 17)*	**(59)**	6.250
	20.724	243.893
Расходы по разведке		
Проект «Жемчужина»	**59.283**	–
Браунфилды в РД КМГ	**19.800**	19.692
Проекты «Самтыр», «Жайык», «Сарайшык», «Забурунье»	**–**	115
	79.083	19.807
	99.807	263.700

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ, АКТИВОВ, КЛАССИФИЦИРОВАННЫХ КАК ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ И РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ (продолжение)

По следующим ЕГДС был признан убыток от обесценения:

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
ЕГДС КМГИ Переработка	**8.298**	162.455
Самоходные баржи Сункар, Барыс и Беркут (Баржи)	**4.453**	10.297
ЕГДС ЭМГ	**-**	60.440
Прочие	**7.973**	10.701
	20.724	243.893

ЕГДС КМГИ

В 2020 году, КМГИ, дочерняя организация Группы, провел тест на обесценение своих ЕГДС. По результатам проведенного теста, КМГИ признал убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 155.544 миллиона тенге и 6.911 миллион тенге, соответственно.

2 июля 2021 года на нефтеперерабатывающем заводе Petromidia (далее – «Petromidia»), дочерней организации КМГИ, произошёл инцидент, который привел к возгоранию и, как следствие, временной остановке производства до восстановления повреждённых объектов. КМГИ провел работу по оценке последствий инцидента и признал убыток от обесценения основных средств Petromedia в размере 1.615 миллионов тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года, по результатам инспекции основных средств, КМГИ признала убыток от обесценения основных средств на сумму 6.683 миллиона тенге.

ЕГДС ЭМГ

В 2020 году, Эмбамунайгаз (далее – «ЭМГ»), дочерняя организация АО РД «КазМунайГаз» (далее – «РД КМГ»), провел оценку возмещаемой стоимости основных средств и активов по разведке и оценке в связи с наличием признаков обесценения, таких как снижение прогнозируемых цен на нефть. В результате данной оценки балансовая стоимость активов превысила их оценочную возмещаемую стоимость на 60.440 миллионов тенге, и, соответственно, было признано обесценение основных средств на сумму 44.098 миллионов тенге и активов по разведке и оценке на сумму 16.342 миллиона тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года, признаки обесценения или восстановления основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке не были обнаружены.

Баржи

Возмещаемая стоимость барж ТОО «КазМорТрансФлот» была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, которые будут получены от барж до конца срока действия действующих и вероятных контрактов, используемая ставка дисконтирования составила 10,7% (2020 год: 11,3%). В результате теста, за год, закончившийся 31 декабря 2021 года, Группа признала убыток от обесценения барж «Барыс» и «Беркут» в размере 4.453 миллиона тенге (2020 год: 10.297 миллионов тенге по баржам «Сункар», «Барыс» и «Беркут»).

Расходы по разведке

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года, Группа списала активы по разведке и оценке в размере 12.829 миллионов тенге в результате расторжения контракта на разведку «Озен-Карамандыбас», контрактная территория по которому была возвращена Правительству. Также, Группа частично уменьшила контрактную территорию на участке «Каратон-Саркамыс» и, соответственно, списала расходы по разведке и оценке на сумму 6.863 миллиона тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года, Группа списала активы по разведке и оценке в размере 59.283 миллиона тенге по проекту «Жамбыл», контракт на недропользование по которому был расторгнут и контрактная территория возвращена Правительству. Также, Группа, частично уменьшила контрактную территорию на участке «Тайсойган» и, соответственно, списала расходы по разведке и оценке на сумму 19.800 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках, финансовым активам, займам и облигациям	**64.655**	70.800
Амортизация выпущенных финансовых гарантий	**1.704**	2.276
Всего процентный доход	**66.359**	73.076
Переоценка финансовых активов, учитываемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток	**12.022**	445
Дисконт по займам со ставкой ниже рыночной *(Примечание 25)*	**–**	11.002
Прочие	**6.218**	3.464
	84.599	87.987

Финансовые затраты

В миллионах тенге	2021 год	2020 год (пересчитано)
Процентный расход по займам и облигациям	**218.999**	215.614
Процентный расход по договорам аренды	**2.950**	3.390
Всего процентный расход	**221.949**	219.004
Амортизация дисконта обязательств по выбытию активов, экологических обязательств и прочих резервов *(Примечание 26)*	**9.206**	7.284
Амортизация дисконта по актуарным обязательствам *(Примечание 26)*	**4.412**	3.484
Вознаграждение за выкуп облигаций *(Примечание 25)*	**–**	21.057
Прочие	**13.698**	14.543
	249.265	265.372

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В миллионах тенге	Нефте-газовые активы	Трубо-проводы	Активы по пере-работке	Здания и соору-жения	Машины и обору-дование	Транс-портные средства	Прочие	Незавер-шённое строи-тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1.049.763	803.717	1.381.661	300.655	457.811	97.637	106.286	286.741	4.484.271
Пересчёт валюты отчётности	50.582	3.992	39.281	6.928	3.404	2.973	7.033	15.034	129.227
Изменения в учётной оценке	6.785	5.914	–	28	–	–	–	–	12.727
Поступления	4.738	1.967	2.176	4.455	6.901	5.439	2.561	404.519	432.756
Выбытия	(17.138)	(18.212)	(10.829)	(4.412)	(4.135)	(1.887)	(2.783)	(2.533)	(61.929)
Расходы по износу	(109.846)	(29.297)	(119.746)	(19.746)	(37.922)	(11.085)	(11.163)	–	(338.805)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	13.876	1.893	10.364	3.352	4.007	1.720	2.521	1.356	39.089
Обесценение *(Примечание 13)*	(37.887)	(731)	(155.544)	(5.101)	(1.366)	(11.766)	(1.750)	(6.768)	(220.913)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(834)	(14.777)	(71.856)	(86)	(228)	(1.400)	(89.181)
Перевод из/(в) товарно-материальных запасов, нетто	42	(28)	1.619	–	264	(54)	532	2.541	4.916
Переводы из активов по разведке и оценке *(Примечание 16)*	67	–	–	–	–	–	–	–	67
Перевод в инвестиционную недвижимость	–	–	–	(19.207)	–	–	–	–	(19.207)
Прочие изменения	–	–	(96)	–	–	–	(619)	(2.558)	(3.273)
Переводы	122.633	39.542	23.058	37.527	96.713	1.770	9.557	(330.800)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	1.083.615	808.757	1.171.110	289.702	453.821	84.661	111.947	366.132	4.369.745
Первоначальная стоимость	2.232.770	1.063.532	2.537.233	591.757	880.230	235.520	244.801	422.492	8.208.335
Накопленный износ и обесценение	(1.149.155)	(254.775)	(1.366.123)	(302.055)	(426.409)	(150.859)	(132.854)	(56.360)	(3.838.590)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	1.083.615	808.757	1.171.110	289.702	453.821	84.661	111.947	366.132	4.369.745

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефте-газовые активы	Трубо-проводы	Активы по пере-работке	Здания и соору-жения	Машины и обору-дование	Транс-портные средства	Прочие	Незавер-шённое строи-тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	1.083.615	808.757	1.171.110	289.702	453.821	84.661	111.947	366.132	4.369.745
Пересчёт валюты отчётности	13.298	1.075	7.241	908	1.288	894	1.818	4.720	31.242
Изменения в учётной оценке	259	(382)	–	(3)	–	–	–	–	(126)
Поступления	11.165	3.163	2.063	6.716	42.099	6.857	3.452	324.834	400.349
Выбытия	(27.370)	(9.103)	(39.685)	(5.401)	(7.141)	(5.033)	(4.919)	(685)	(99.337)
Потеря контроля над дочерней компанией	–	–	–	(631)	(557)	(248)	(222)	(38)	(1.696)
Расходы по износу	(115.545)	(27.370)	(114.521)	(19.786)	(36.632)	(9.925)	(11.034)	–	(334.813)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	23.602	8.586	11.649	4.525	5.935	4.102	4.701	373	63.473
(Обесценение)/восстановление обесценения *(Примечание 13)*	(3.939)	(3)	(8.276)	2	13	(4.451)	22	(381)	(17.013)
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	(32.655)	(549.852)		(73.865)	(261.707)	(4.196)	(4.547)	(41.645)	(968.467)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(24)	(11.452)	(33.477)	(48)	(450)	–	(45.451)
Перевод из товарно-материальных запасов, нетто	46	1.387	125	1	82	1	1.424	1.863	4.929
Переводы из активов по разведке и оценке *(Примечание 16)*	16.674	–	–	–	–	–	–	–	16.674
Переводы из инвестиционной недвижимости	–	–	–	2.296	–	–	7	–	2.303
Прочие изменения	(6.179)	–	–	–	–	–	(16)	(9.637)	(15.832)
Переводы	163.579	26.459	91.738	18.811	75.467	2.611	6.833	(385.498)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года	1.126.550	262.717	1.121.420	211.823	239.191	75.225	109.016	260.038	3.405.980
Первоначальная стоимость	2.370.020	394.496	2.624.793	507.485	588.037	214.572	243.514	309.288	7.252.205
Накопленный износ и обесценение	(1.243.470)	(131.779)	(1.503.373)	(295.662)	(348.846)	(139.347)	(134.498)	(49.250)	(3.846.225)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года	1.126.550	262.717	1.121.420	211.823	239.191	75.225	109.016	260.038	3.405.980

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Поступления

За 2021 год, поступления, в основном, состоят из расходов на бурение скважин в АО «Озенмунайгаз» (далее – «ОМГ»), дочерней организации РД КМГ, ЭМГ и ТОО «КМГ Карачаганак» на общую сумму 145.179 миллионов тенге, расходов КТГ на капитальный ремонт газопровода и строительство газоизмерительной станции и вахтового городка в рамках проектов «Бухарский газоносный район Ташкент-Бишкек-Алматы», «Газли-Шымкент» и «Бухара-Урал» на общую сумму 41.642 миллиона тенге, расходов КТО на строительство водопровода «Кульсары-Тениз» на сумму 24.987 миллионов тенге и капитального ремонта заводов ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – «АНПЗ») и Rompetrol Rafinare на суммы 22.522 миллиона тенге и 29.693 миллиона тенге, соответственно.

За 2020 год, поступления в незавершённое строительство, в основном, относятся к бурению скважин в ОМГ, ЭМГ и ТОО «Карачаганак» на общую сумму 148.593 миллиона тенге, строительству компрессорных станций в КТГ на сумму 113.844 миллиона тенге в рамках проектов «Бейнеу-Бозой-Шымкент и Бухара-Урал» и «Реконструкция подземного резервуара «Бозой»», замене трубопровода «Прорва-Кульсары» и «Узень-Атырау-Самара» на сумму 43.247 миллионов тенге в КТО и ремонту производственного комплекса Rompetrol Rafinare на сумму 51.617 миллионов тенге.

Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи

В течение 2021 года, Группа перевела в активы для продажи основные средства на общую сумму 45.451 миллион тенге, в основном представленные компрессорной станцией «Арал» на сумму 40.378 миллионов тенге и основными средствами ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» на сумму 5.009 миллионов тенге.

В течение 2021 года, Группа реализовала компрессорную станцию «Коркыт-ата», переведенную в активы, классифицированные как предназначенные для продажи в 2020 году, за 42.886 миллионов тенге.

В течение 2020 года, Группа перевела в активы, классифицированные как предназначенные для продажи и продала компрессорную станцию «Туркестан» на сумму 43.667 миллионов тенге.

Прочие

За год, закончившийся 31 декабря 2021 года, Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам по средней процентной ставке 2,10% на сумму 32 миллиона тенге, относящиеся к строительству новых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2020 года: 2.890 миллионов тенге, по средней процентной ставке капитализации 5,78%) *(Примечание 25)*.

По состоянию на 31 декабря 2021 года, стоимость полностью амортизированных, но все ещё используемых основных средств составила 329.282 миллиона тенге (по состоянию на 31 декабря 2020 года: 340.511 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2021 года, некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 837.744 миллиона тенге (по состоянию на 31 декабря 2020 года: 910.216 миллионов тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам Группы.

Капитальные обязательства раскрыты в *Примечании 32*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

16. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В миллионах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	152.292	27.605	179.897
Поступления	14.212	787	14.999
Списание *(Примечание 13)*	(19.235)	(572)	(19.807)
Обесценение *(Примечание 13)*	(12.797)	(3.592)	(16.389)
Пробная добыча	(248)	–	(248)
Переводы в основные средства *(Примечание 15)*	(67)	–	(67)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	134.157	24.228	158.385
Поступления	**8.763**	**831**	**9.594**
Изменения в учётной оценке	**77**	**–**	**77**
Списание *(Примечание 13)*	**(76.869)**	**(2.214)**	**(79.083)**
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(19.250)**	**(14)**	**(19.264)**
Потеря контроля над дочерней компанией	**–**	**(427)**	**(427)**
Переводы в нематериальные активы *(Примечание 17)*	**–**	**(8.768)**	**(8.768)**
Переводы в основные средства *(Примечание 15)*	**(16.674)**	**–**	**(16.674)**
Прочие изменения	**(299)**	**–**	**(299)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года	**29.905**	**13.636**	**43.541**

На 31 декабря 2021 и 2020 годов активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
ЭМГ	**16.357**	33.458
Урихтау	**13.726**	38.834
Проекты КТГ	**–**	17.366
Жамбыл	**–**	59.603
Прочие	**13.458**	9.124
	43.541	158.385

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98.561	28.960	19.454	24.197	171.172
Пересчёт валюты отчётности	1.003	2.775	296	1.071	5.145
Поступления	–	–	2.855	3.553	6.408
Выбытия	–	–	(5.576)	(2.246)	(7.822)
Расходы по амортизации	–	–	(6.494)	(2.804)	(9.298)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	5.544	215	5.759
(Обесценение)/восстановление, нетто *(Примечание 13)*	–	(6.911)	(270)	931	(6.250)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(24)	–	(24)
Прочие изменения	–	–	1.925	1.466	3.391
Перемещения	–	–	2.404	(2.404)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	99.564	24.824	20.114	23.979	168.481
Пересчёт валюты отчётности	**285**	**643**	**111**	**772**	**1.811**
Поступления	–	–	**1.613**	**2.634**	**4.247**
Выбытия	–	–	**(1.930)**	**(126)**	**(2.056)**
Расходы по амортизации	–	–	**(7.277)**	**(3.566)**	**(10.843)**
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	**1.775**	**107**	**1.882**
Восстановление обесценения *(Примечание 13)*	–	–	**54**	**5**	**59**
Потеря контроля над дочерней компанией	–	–	**(2)**	**(2)**	**(4)**
Переводы из активов, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	**42**	–	**42**
Переводы из активов по разведке и оценке *(Примечание 16)*	–	–	–	**8.768**	**8.768**
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	–	–	**(5.246)**	**(751)**	**(5.997)**
Прочие изменения	–	–	**3.924**	**11.908**	**15.832**
Перемещения	–	–	**4.210**	**(4.210)**	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года	**99.849**	**25.467**	**17.388**	**39.518**	**182.222**
Первоначальная стоимость	**208.594**	**65.371**	**72.230**	**120.317**	**466.512**
Накопленная амортизация и обесценение	**(108.745)**	**(39.904)**	**(54.842)**	**(80.799)**	**(284.290)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2021 года	**99.849**	**25.467**	**17.388**	**39.518**	**182.222**
Первоначальная стоимость	210.012	63.722	74.841	100.784	449.359
Накопленная амортизация и обесценение	(110.448)	(38.898)	(54.727)	(76.805)	(280.878)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	99.564	24.824	20.114	23.979	168.481

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, нематериальные активы по маркетингу были представлены товарными знаками КМГИ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Текущая стоимость гудвила, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Единица, генерирующее денежные потоки ПНХЗ	**88.553**	88.553
Единицы, генерирующие денежные потоки КМГИ	**11.296**	11.011
Итого гудвил	**99.849**	99.564

На основании анализа на обесценение, проведенного в 2021 и 2020 годах, обесценения гудвила ПНХЗ или КМГИ не было обнаружено. Более подробная информация о проведенном анализе на обесценение изложена в *Примечании 4*.

18. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В миллионах тенге	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Выраженные в долларах США	**559.244**	324.646
Выраженные в тенге	**7.527**	14.863
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(200)**	(509)
	566.571	339.000

На 31 декабря 2021 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,04% в долларах США и 0,94% в тенге, соответственно (31 декабря 2020 года: 1,07% в долларах США и 1,58% в тенге).

На 31 декабря 2021 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 0,27% в долларах США и 5,68% в тенге, соответственно (31 декабря 2020 года: 0,40% в долларах США, 3,10% в тенге).

В миллионах тенге	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Срок погашения до 1 года	**510.513**	282.472
Срок погашения от 1 до 2 лет	**140**	796
Срок погашения свыше 2 лет	**55.918**	55.732
	566.571	339.000

На 31 декабря 2021 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 56.058 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 56.528 миллионов тенге), которые, в основном, состоят из 51.163 миллиона тенге (31 декабря 2020 года: 44.497 миллионов тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

В миллионах тенге	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	31 декабря 2021 года Текущая стоимость	31 декабря 2021 года Доля владения	31 декабря 2020 года Текущая стоимость	31 декабря 2020 года Доля владения
Совместные предприятия						
ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО)	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**3.105.942**	**20,00%**	2.793.887	20,00%
KMG Kashagan B.V. (Кашаган)	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.404.820**	**50,00%**	2.256.816	50,00%
Mangistau Investment B.V. (МИБВ)	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	**207.410**	**50,00%**	142.585	50,00%
ТОО «КазРосГаз» (КРГ)	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	**54.317**	**50,00%**	76.702	50,00%
Ural Group Limited (УГЛ)	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**41.453**	**50,00%**	44.585	50,00%
ТОО «КазГерМунай» (КГМ)	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**32.289**	**50,00%**	32.840	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе» (КОА)	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	**25.262**	**50,00%**	20.886	50,00%
ТОО «Тениз Сервис» (Тениз Сервис)	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	**16.894**	**48,996%**	20.473	48,996%
Valsera Holdings B.V. (Валсера)	Переработка сырой нефти	Казахстан	**9.590**	**50,00%**	2.253	50,00%
ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**–**	**–**	291.086	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу – Шымкент» (ГБШ)	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**–**	**–**	156.771	50,00%
Прочие			**55.880**		43.498	
Ассоциированные компании						
Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/ Россия	**473.880**	**20,75%**	478.134	20,75%
ПетроКазахстан Инк. (ПКИ)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	**84.905**	**33,00%**	78.636	33,00%
Прочие			**37.742**		31.869	
			6.550.384		6.471.021	

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2021 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 1.811 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 19.038 миллионов тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2021 и 2020 годы:

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год
Сальдо на 1 января	**6.471.021**	5.590.384
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто *(Примечания 5 и 7)*	**1.043.833**	511.195
Дивиденды полученные	**(415.359)**	(134.772)
Изменение в дивидендах к получению	**(48.511)**	1.680
Обесценение инвестиций	**(64)**	(30.654)
Прочие изменения в капитале совместных предприятий	**9.391**	21.352
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	**1.926**	1.586
Выбытия, нетто	**–**	(179)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	**–**	(3.080)
Элиминации и корректировки*	**(6.308)**	2.936
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(662.208)**	–
Пересчёт валюты отчётности	**156.663**	510.573
Сальдо на 31 декабря	**6.550.384**	6.471.021

* *Элиминации и корректировки представляют собой нереализованную прибыль, возникающую при реализации товаров от совместных предприятий в дочерние организации, и капитализированные вознаграждения по займам, предоставленным совместным предприятиям Компанией и дочерними организациями.*

16 октября 2015 года Группа продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу Самрук-Казына с опционом на покупку всего или частичного пакета акций (далее – «Опцион») в период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года. 20 декабря 2017 года период реализации опциона был изменен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, справедливая стоимость опциона была около нуля.

Суд Амстердама наложил определённые ограничения на 50% акций Кашагана (далее – «Ограничения»), принадлежащих Самрук-Казына. В период действия Ограничений, акции Кашагана не могут быть проданы, переданы или заложены. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, Ограничения оставались в силе и контроль над активом не был передан Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчётности данных предприятий за 2021 год:

В миллионах тенге	ТШО	Кашаган	МИБВ	КРГ	УГЛ	КГМ
Долгосрочные активы	21.900.722	4.287.173	480.741	45.961	254.152	65.184
Краткосрочные активы, включая	1.454.491	356.957	160.802	80.906	911	54.869
Денежные средства и их эквиваленты	*331.602*	*164.701*	*101.431*	*31.428*	*830*	*49.531*
Долгосрочные обязательства, включая	(6.307.907)	(290.869)	(138.617)	(225)	(129.822)	(18.405)
Долгосрочные финансовые обязательства	*(3.886.200)*	*(25.710)*	–	–	*(95.775)*	–
Краткосрочные обязательства, включая	(1.517.597)	(59.404)	(86.154)	(18.009)	(2.335)	(37.070)
Краткосрочные финансовые обязательства	*(60.529)*	*(9.942)*	–	–	–	–
Капитал	15.529.709	4.293.857	416.772	108.633	122.906	64.578
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	257.892	–	–	–	
Обесценение инвестиции	–	–	–	–	(20.000)	–
Корректировки учёта методом долевого участия	–	–	(976)	–	–	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2021 года	3.105.942	2.404.820	207.410	54.317	41.453	32.289
Выручка	6.793.158	628.306	763.148	196.978	–	118.071
Износ и амортизация	(894.739)	(203.568)	(66.434)	(221)	(61)	(59.318)
Финансовый доход	2.341	484	181	2.908	–	743
Финансовые затраты	(62.409)	(13.948)	(9.296)	–	(3.918)	(1.752)
Расходы по подоходному налогу	(946.429)	(99.855)	(55.667)	(12.467)	(171)	(27.785)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	2.208.327	176.846	160.308	41.903	(22.120)	12.216
Прочий совокупный доход	393.933	119.162	18	4.394	3.995	1.596
Общий совокупный доход	2.602.260	296.008	160.326	46.297	(18.125)	13.812
Дивиденды полученные	177.260	–	15.338	45.532	–	7.441

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчётности данных предприятий за 2021 год:

В миллионах тенге	КОА	Тениз Сервис	Валсера	АГП *(Прим. 5)*	ГБШ *(Прим. 5)*
Долгосрочные активы	50.961	13.544	487.137	–	–
Краткосрочные активы, включая	18.936	34.290	119.241	–	–
Денежные средства и их эквиваленты	*11.652*	*8.728*	*66.868*	–	–
Долгосрочные обязательства, включая	(2.671)	(357)	(443.302)	–	–
Долгосрочные финансовые обязательства	–	–	*(412.600)*	–	–
Краткосрочные обязательства, включая	(16.701)	(12.997)	(100.603)	–	–
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	*(74.181)*	–	–
Капитал	50.525	34.480	62.473	–	–
Доля владения	50%	48,996%	50%	–	–
Корректировки учёта методом долевого участия	–	–	(21.647)	–	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2021 года	25.262	16.894	9.590	–	–
Выручка	65.050	106.302	181.777	732.768	167.239
Износ и амортизация	(3.492)	(106.478)	(38.773)	(69.439)	(16.839)
Финансовый доход	347	14	19	1.006	–
Финансовые затраты	(588)	(2.383)	(24.063)	(31.528)	(10.840)
Расходы по подоходному налогу	(6.905)	245	(13.179)	(112.025)	–
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	26.758	(6.305)	23.737	436.821	113.246
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(353)	412	–
Общий совокупный доход/(убыток)	26.758	(6.305)	23.384	437.233	113.246
	–	–	–	–	–
Дивиденды полученные	6.003	490	–	40.216	18.000

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчётности данных предприятий за 2020 год:

В миллионах тенге	ТШО	Кашаган	МИБВ	КРГ	УГЛ	КГМ
Долгосрочные активы	20.221.619	4.332.838	468.069	44.681	246.111	101.629
Краткосрочные активы, включая	908.846	178.797	89.172	118.142	993	24.627
Денежные средства и их эквиваленты	*50.588*	*117.269*	*5.267*	*44.459*	*833*	*19.264*
Долгосрочные обязательства, включая	(6.412.967)	(371.651)	(160.711)	(207)	(115.216)	(35.090)
Долгосрочные финансовые обязательства	*(4.061.782)*	*(40.665)*	–	–	*(81.291)*	–
Краткосрочные обязательства, включая	(748.064)	(129.128)	(110.186)	(9.212)	(2.718)	(25.486)
Краткосрочные финансовые обязательства	*(69.558)*	*(9.691)*	*(21.306)*	–	–	–
Капитал	13.969.434	4.010.856	286.344	153.404	129.170	65.680
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	251.388	–	–	–	–
Обесценение инвестиции	–	–	–	–	(20.000)	–
Корректировки учёта методом долевого участия	–	–	(587)	–	–	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2020 года	2.793.887	2.256.816	142.585	76.702	44.585	32.840
Выручка	3.776.155	311.663	488.032	167.016	–	101.595
Износ и амортизация	(700.929)	(196.789)	(75.609)	(289)	(14)	(27.084)
Финансовый доход	3.887	2.250	239	2.293	–	511
Финансовые затраты	(58.264)	(24.322)	(9.555)	–	(16.986)	(1.598)
Расходы по подоходному налогу	(371.799)	(11.190)	(19.663)	(6.628)	(1.077)	(6.200)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	867.380	(13.922)	33.498	7.785	(20.531)	31.245
Прочий совокупный доход/(убыток)	1.216.017	411.964	(1.479)	16.232	11.671	4.337
Общий совокупный доход	2.083.397	398.042	32.019	24.017	(8.860)	35.582
Дивиденды полученные	–	–	32.291	15.155	–	10.372

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчётности данных предприятий за 2020 год:

В миллионах тенге	КОА	Тениз Сервис	Валсера	АГП *(Прим. 5)*	ГБШ *(Прим. 5)*
Долгосрочные активы	46.657	118.818	536.659	1.333.611	544.058
Краткосрочные активы, включая	10.837	50.602	99.783	616.479	147.802
Денежные средства и их эквиваленты	*1.664*	*9.046*	*47.783*	*180.065*	*18.027*
Долгосрочные обязательства, включая	(6.450)	(15.265)	(488.672)	(886.363)	(351.719)
Долгосрочные финансовые обязательства	–	–	*(471.886)*	*(692.254)*	*(335.084)*
Краткосрочные обязательства, включая	(9.272)	(112.370)	(108.681)	(481.556)	(76.155)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	*(73.012)*	*(464.699)*	*(63.101)*
Капитал	41.772	41.785	39.089	582.171	263.986
Доля владения	50%	48,996%	50%	50%	50%
Обесценение инвестиции	–	–	(17.292)	–	–
Корректировки учёта методом долевого участия	–	–	–	–	24.778
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2020 года	20.886	20.473	2.253	291.086	156.771
Выручка	41.654	260.560	147.569	727.503	201.524
Износ и амортизация	(7.169)	(215.594)	(36.397)	(78.212)	(18.222)
Финансовый доход	238	1	17	7.352	–
Финансовые затраты	(544)	(15.377)	(30.195)	(54.943)	(14.365)
Расходы по подоходному налогу	(3.142)	(2.805)	(9.363)	(90.323)	–
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	4.897	7.941	(12.275)	350.677	110.010
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(420)	2.964	–
Общий совокупный доход/(убыток)	4.897	7.941	(12.695)	353.641	110.010
Дивиденды полученные	8.000	2.695	4.176	53.821	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчётностях за 2021 год:

	31 декабря 2021 года	
В миллионах тенге	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2.050.452	255.912
Краткосрочные активы	229.939	88.537
Долгосрочные обязательства	(32.699)	(20.905)
Краткосрочные обязательства	(163.712)	(45.717)
Капитал	2.083.980	277.827
Доля владения	20,75%	33%
Гудвил	41.454	–
Обесценение инвестиции	–	(6.778)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	473.880	84.905
Выручка	925.320	113.185
Износ, истощение и амортизация	(174.032)	(17.008)
Финансовый доход	775	249
Финансовые затраты	(1.685)	(1.675)
Расходы по подоходному налогу	(128.913)	(1.112)
Прибыль за год	438.091	24.369
Прочий совокупный доход	60.033	3.149
Общий совокупный доход	498.124	27.518
Дивиденды полученные	96.489	2.676

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчётностях за 2020 год:

	31 декабря 2020 года	
В миллионах тенге	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2.082.957	284.545
Краткосрочные активы	193.677	67.047
Долгосрочные обязательства	(32.817)	(72.335)
Краткосрочные обязательства	(134.300)	(20.426)
Капитал	2.109.517	258.831
Доля владения	20,75%	33%
Гудвил	40.409	–
Обесценение инвестиции	–	(6.778)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	478.134	78.636
Выручка	872.851	83.863
Износ, истощение и амортизация	(184.379)	(26.470)
Финансовый доход	171	252
Финансовые затраты	(12.080)	(2.464)
(Расходы)/экономия по подоходному налогу	(99.572)	5.599
Прибыль/(убыток) за год	393.165	(26.702)
Прочий совокупный доход	180.142	13.223
Общий совокупный доход/(убыток)	573.307	(13.479)
Дивиденды полученные	–	2.609

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщённая финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Доля Группы в:		
Долгосрочных активах	**105.445**	123.063
Краткосрочных активах	**56.509**	53.760
Долгосрочных обязательствах	**(67.992)**	(85.476)
Краткосрочных обязательствах	**(39.190)**	(65.550)
Гудвил	**172**	172
Обесценение	**-**	(3.635)
Накопленная непризнанная доля в убытках	**936**	18.163
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**55.880**	43.498
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	**31.230**	25.690
Прочий совокупный доход	**20**	47
Общий совокупный доход	**31.250**	25.737
Непризнанная доля в (убытках)/прибылях	**(273)**	1.225

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Доля Группы в:		
Долгосрочных активах	**47.781**	36.869
Краткосрочных активах	**93.419**	56.671
Долгосрочных обязательствах	**(13.860)**	(8.998)
Краткосрочных обязательствах	**(90.409)**	(53.548)
Обесценение	**(64)**	-
Накопленная непризнанная доля в убытках	**875**	875
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**37.742**	31.869
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	**16.338**	11.442
Прочий совокупный доход	**425**	6.218
Общий совокупный доход	**16.763**	17.660

20. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Материалы и запасы (по себестоимости)	**114.580**	108.506
Нефтепродукты (по наименьшему из себестоимости и чистой стоимости реализации)	**89.725**	56.712
Сырая нефть (по себестоимости)	**55.136**	30.006
Продукты переработки газа (по себестоимости)	**56**	32.841
	259.497	228.065

По состоянию на 31 декабря 2021 года, товарно-материальные запасы в сумме 121.772 миллиона тенге находились в качестве залогового обеспечения (на 31 декабря 2020 года: 72.277 миллионов тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

21. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Торговая дебиторская задолженность		
Торговая дебиторская задолженность	**445.500**	455.321
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(27.245)**	(32.500)
	418.255	422.821
Прочие краткосрочные финансовые активы		
Прочая дебиторская задолженность	**102.699**	90.904
Резервирование денежных средств для погашения займов *(Примечание 25)*	**259.459**	–
Дивиденды к получению	**6.375**	2.913
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(39.030)**	(36.746)
	329.503	57.071
Прочие краткосрочные нефинансовые активы		
Предоплата и расходы будущих периодов	**38.149**	45.497
Налоги к возмещению, кроме НДС	**32.090**	35.003
Прочие	**6.479**	11.867
Минус: резерв на обесценение	**(104)**	(3.546)
	76.614	88.821
Итого прочие краткосрочные активы	**406.117**	145.892

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов по данным активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2021 года, торговая дебиторская задолженность в сумме 131.000 миллион тенге является заложенной в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2020 года: 155.998 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2021 года, денежные средства в сумме 259.459 миллионов тенге были зарезервированы для целей уплаты займа от The Export-Import Bank of China, включая начисленные вознаграждения. Зарезервированные в ноябре 2021 года денежные средства были использованы для досрочного погашения основного долга и вознаграждения по займу от The Export-Import Bank of China в январе 2022 года.

Торговая дебиторская задолженность выражена в следующих валютах по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов:

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Доллар США	**245.124**	235.099
Тенге	**104.603**	123.824
Румынская лея	**60.616**	57.637
Евро	**3.615**	6.059
Другие валюты	**4.297**	202
	418.255	422.821

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

21. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки и обесценение представлены следующим образом:

	Обесценены на индивидуальной основе	
В миллионах тенге	**Торговая дебиторская задолженность и прочие краткосрочные финансовые активы**	**Прочие краткосрочные нефинансовые активы**
На 31 декабря 2019 года	68.005	3.719
Начисления за год, нетто *(Примечание 12)*	4.225	(65)
Списано	(9.259)	(108)
Пересчёт иностранной валюты	6.275	-
На 31 декабря 2020 года	69.246	3.546
Начисления за год, нетто *(Примечание 12)*	**3.819**	**100**
Списано	**(3.915)**	**(1.410)**
Переводы и реклассификации	**2.121**	**(2.121)**
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(4.932)**	**(11)**
Пересчёт иностранной валюты	**(64)**	**-**
На 31 декабря 2021 года	**66.275**	**104**

Существенного ухудшения кредитного качества торговой и прочей дебиторской задолженности в связи с пандемией COVID-19 не произошло. Неопределённости, связанные с пандемией COVID-19, могут существовать в будущем, и, в результате, фактические убытки могут отличаться от ожидаемых кредитных убытков по дебиторской задолженности.

Ниже представлена информация о кредитном риске по торговой дебиторской задолженности с использованием матрицы резервов:

	Просрочка платежей					
В миллионах тенге	**Текущие**	**<30 дней**	**30-60 дней**	**61-90 дней**	**>91 дней**	**Итого**
31 декабря 2021 года						
Процент ожидаемых кредитных убытков	**0,39%**	**3,17%**	**18,42%**	**8,28%**	**94,05%**	
Торговая дебиторская задолженность	**405.468**	**11.088**	**617**	**1.661**	**26.666**	**445.500**
Ожидаемые кредитные убытки	**(1.561)**	**(352)**	**(114)**	**(138)**	**(25.080)**	**(27.245)**
31 декабря 2020 года						
Процент ожидаемых кредитных убытков	0,18%	2,94%	2,66%	4,34%	81,01%	
Торговая дебиторская задолженность	398.752	12.361	2.844	2.845	38.519	455.321
Ожидаемые кредитные убытки	(733)	(363)	(76)	(124)	(31.204)	(32.500)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

22. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
По амортизированной стоимости		
Займы выданные	**478.064**	558.546
Облигации к получению от Самрук-Казына *(Примечание 30)*	**18.433**	17.312
Прочее	**–**	2.470
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(3.249)**	(3.947)
	493.248	574.381
По справедливой стоимости через прибыль и убыток		
Займы выданные	**123.161**	138.024
Гарантированные выплаты к получению от участника совместного предприятия	**11.750**	–
	134.911	138.024
Итого займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	**628.159**	712.405

Ниже представлена информация по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон в валютах, выраженных в:

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Тенге	**470.677**	398.896
Доллар США	**156.374**	310.175
Другие валюты	**1.108**	3.334
	628.159	712.405

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Краткосрочная часть	**485.765**	27.795
Долгосрочная часть	**142.394**	684.610
	628.159	712.405

Изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон представлены следующим образом:

В миллионах тенге	
На 31 декабря 2019 года	3.508
Начислено, нетто	340
Пересчёт валюты отчётности	99
На 31 декабря 2020 года	3.947
Начислено, нетто	**188**
Пересчёт валюты отчётности	**52**
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(938)**
На 31 декабря 2021 года	**3.249**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

23. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Срочные вклады в банках – доллар США	**512.701**	435.119
Срочные вклады в банках – тенге	**231.944**	163.820
Срочные вклады в банках – другие валюты	**32.343**	54.800
Текущие счета в банках – доллар США	**179.097**	397.774
Текущие счета в банках – тенге	**7.003**	75.369
Текущие счета в банках – другие валюты	**10.037**	10.370
Деньги в пути	**1.557**	7.508
Кассовая наличность и чеки	**1.337**	1.138
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	**(170)**	(34)
	975.849	1.145.864

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах.

На 31 декабря 2021 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,20% в долларах США, 8,67% в тенге и 5,00% в других валютах (на 31 декабря 2020 года: 0,37% в долларах США, 7,74% в тенге и 1,44% в других валютах).

На 31 декабря 2021 и 2020 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

24. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных, включает:

	На 31 декабря 2021 и 2020 годов
Количество выпущенных и оплаченных акций, включая:	**610.119.493**
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900
Номинальной стоимостью 10.000 тенге	20.719.604
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	71.104.187
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1
Номинальной стоимостью 1.000 тенге	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	458.450.766
Уставный капитал (тысяч тенге)	**916.540.545**

На 31 декабря 2021 и 2020 годов, Компания имеет один класс выпущенных акций. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов 239.440.103 простых акции были объявлены, но не выпущены. В 2021 году не было выпуска простых акций.

Дополнительно оплаченный капитал (ДОК)

В 2020 году Группа отменила признание газопроводных активов, переданных Правительством на условиях доверительного управления, в размере 17.323 миллиона тенге в связи с изменением суждений. Эти трубопроводы были признаны в составе ДОК в предыдущие годы. На дату выбытия остаточная стоимость трубопроводов составила 16.118 миллионов тенге. Разница между первоначальной и остаточной стоимостью на дату выбытия, в основном, представляет собой амортизацию трубопроводов, и была восстановлена в нераспределённой прибыли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Дополнительно оплаченный капитал (ДОК) (продолжение)

В 2020 году Группа перевела разницу в размере 10.971 миллион тенге между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного от Самрук-Казына в 2011 году, из ДОК в нераспределённую прибыль в связи с погашением займа.

В 2020 году Группа перевела разницу в размере 3.519 миллионов тенге между справедливой и номинальной стоимостью займа, представленного Казахстанским Векселем к получению от КТК, из состава ДОК в нераспределённую прибыль в связи с его погашением. Данный заем был получен Компанией в качестве вклада уставный капитал в 2015 году и полностью погашен в 2020 году *(Примечание 30)*.

Дивиденды

В 2021 году, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК, Компания начислила и выплатила дивиденды за 2020 год в размере 81,95 тенге за акцию на общую сумму 49.999 миллионов тенге (2020 год: Компания начислила и выплатила дивиденды за 2019 год в размере 133,97 тенге за акцию на общую сумму 81.738 миллионов тенге).

В 2021 году Группа начислила и выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в КТО, КМГИ и РД КМГ в общей сумме 6.192 миллиона тенге и 5.756 миллионов тенге, соответственно (2020 год: 4.856 миллионов тенге и 4.553 миллиона тенге, соответственно).

Операции с Самрук-Казына

В 2021 году Компания предоставила Самрук-Казына дополнительные выплаты беспроцентной финансовой помощи в общей сумме 43.151 миллион тенге (2020 год: 54.951 миллион тенге) в соответствии с долгосрочным договором финансовой помощи, подписанным 25 декабря 2015 года, с текущим сроком погашения в 2022 году *(Примечание 30)*. В 2021 году разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью дополнительных выплат в размере 5.222 миллиона тенге (2020 год: 11.617 миллионов тенге) была отражена как операции с Самрук-Казына в консолидированном отчёте об изменениях в капитале.

Распределения Самрук-Казына

В 2021 году Группа, в соответствии с постановлением Правительства по обеспечению жильем жителей города Жанаозен, произвела распределение и выплату обязательств в сумме 393 миллиона тенге и 842 миллиона тенге, соответственно (2020 год: распределила и выплатила 3.098 миллионов тенге и 2.490 миллионов тенге, соответственно).

Дополнительно, в 2021 году, Компания сторнировала ранее признанное распределение Самрук-Казына в сумме 308 миллионов тенге и получила возврат денежных средств в сумме 308 миллионов тенге от подрядчика в связи со сложившейся экономией, которое было отражено в прошлых периодах на строительство социальных объектов в городе Туркестан (2020: начислила и выплатила 5.497 миллионов тенге).

Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Итого активы	**13.652.261**	14.653.287
Минус: нематериальные активы	**182.222**	168.481
Минус: итого обязательства	**5.493.580**	6.016.608
Чистые активы	**7.976.459**	8.468.198
Количество простых акций	**610.119.493**	610.119.493
Балансовая стоимость одной акции (в тысячах тенге)	**13,074**	13,880

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Прибыль на акцию

В тысячах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Средневзвешенное количество простых акций для базовой и разводнённой прибыли на акцию	**610.119.493**	610.119.493
Базовая и разводнённая прибыль на акцию	**1,963**	0,282
Базовая и разводнённая прибыль на акцию от продолжающейся деятельности	**1,385**	(0,147)
Базовая и разводнённая прибыль на акцию от прекращенной деятельности	**0,578**	0,428

Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	**31 декабря 2021 года**		31 декабря 2020 года	
		Неконтроли-рующая доля участия	**Текущая стоимость**	Неконтроли-рующая доля участия	Текущая стоимость
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**56.869**	45,37%	53.065
КТО	Казахстан	**10,00%**	**49.100**	10,00%	47.314
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**15.935**	45,37%	15.338
КМГ РД	Казахстан	**0,28%**	**6.115**	0,28%	5.447
Rompetrol Vega	Румыния	**45,37%**	**(15.113)**	45,37%	(15.824)
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	**45,37%**	**(219.641)**	45,37%	(185.286)
Прочие			**17.453**		8.305
			(89.282)		(71.641)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2021 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	КТО	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	КМГ РД	Rompetrol Vega	Rompetrol Rafinare S.A.
Обобщенный отчёт о финансовом положении						
Долгосрочные активы	94.973	595.294	3.078	1.515.936	30.700	142.738
Краткосрочные активы	195.726	80.960	32.700	369.789	11.550	65.598
Долгосрочные обязательства	(57.646)	(112.607)	(632)	(81.740)	(29.969)	(66.933)
Краткосрочные обязательства	(107.713)	(78.607)	(24)	(141.796)	(45.589)	(625.494)
Итого капитал	125.340	485.040	35.122	1.662.189	(33.308)	(484.091)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	68.471	435.940	19.187	1.656.074	(18.195)	(264.450)
Неконтрольную долю участия	56.869	49.100	15.935	6.115	(15.113)	(219.641)
Обобщенный отчёт о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	81.210	238.176	–	1.026.022	81.210	1.225.765
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	6.326	64.872	(1.503)	240.606	2.637	(64.132)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	8.383	68.620	1.317	244.322	1.568	(75.719)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	4.579	61.758	719	243.638	857	(41.364)
Неконтрольную долю участия	3.804	6.862	598	684	711	(34.355)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(5.076)	–	(16)	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	12.442	89.776	(8)	291.813	3.547	36.361
Инвестиционная деятельность	3.235	(48.768)	–	(237.951)	(1.660)	(16.996)
Финансовая деятельность	(6.378)	(52.802)	–	(17)	(1.884)	(49.899)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	9.299	(11.516)	(8)	57.459	3	(30.534)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2020 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	КТО	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	КМГ РД	Rompetrol Vega	Rompetrol Rafinare S.A.
Обобщенный отчёт о финансовом положении						
Долгосрочные активы	101.670	523.992	3.072	1.329.294	30.643	131.929
Краткосрочные активы	165.467	110.803	31.415	326.047	6.406	41.149
Долгосрочные обязательства	(60.155)	(88.539)	(659)	(81.848)	(26.078)	(80.806)
Краткосрочные обязательства	(90.026)	(79.066)	(22)	(107.727)	(45.847)	(500.643)
Итого капитал	116.956	467.190	33.806	1.465.766	(34.876)	(408.371)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	63.891	419.876	18.468	1.460.319	(19.052)	(223.085)
Неконтрольную долю участия	53.065	47.314	15.338	5.447	(15.824)	(185.286)
Обобщенный отчёт о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	495.075	235.222	–	718.825	58.229	790.412
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	2.505	73.267	1.840	127.124	4.528	(240.657)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	3.249	69.936	21.642	65.600	1.025	(244.304)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.775	62.817	11.822	65.403	560	(133.458)
Неконтрольную долю участия	1.474	7.119	9.820	197	465	(110.846)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(4.538)	–	(16)	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	10.357	94.608	–	131.498	4.607	84.236
Инвестиционная деятельность	1.108	(26.354)	–	(137.375)	(3.110)	(42.881)
Финансовая деятельность	(9.736)	(47.434)	–	(2.717)	(1.643)	(6.675)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	1.729	23.366	–	(1.727)	(146)	34.680

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**3.041.001**	3.394.958
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**5,72%**	5,50%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**705.326**	683.490
Средневзвешенные ставки вознаграждения *(Примечание 31)*	**5,78%**	4,38%
	3.746.327	4.078.448

Займы выражены в следующих валютах по состоянию на 31 декабря:

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Доллар США	**3.213.820**	3.669.668
Тенге	**294.581**	318.034
Российский рубль	**221.207**	85.223
Евро	**8.424**	2.319
Другие валюты	**8.295**	3.204
	3.746.327	4.078.448

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Текущая часть	**484.980**	361.556
Долгосрочная часть	**3.261.347**	3.716.892
	3.746.327	4.078.448

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, облигации составили:

В миллионах тенге	**Сумма выпуска**	**Дата погашения**	**Ставка вознаграждения**	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Облигации					
Облигации ЛФБ 2020	750 миллионов долларов США	2033	3,50%	**325.735**	317.474
AIX 2019	56 миллиардов тенге	2024	5,00%	**33.123**	45.192
Облигации ЛФБ 2018	1,5 миллиарда долларов США	2048	6,375%	**639.046**	631.832
Облигации ЛФБ 2018	1,25 миллиарда долларов США	2030	5,375%	**540.156**	530.776
Облигации ЛФБ 2018	0,5 миллиарда долларов США	2025	4,75%	**216.760**	212.117
Облигации ЛФБ 2017	1,25 миллиарда долларов США	2047	5,75%	**522.827**	516.505
Облигации ЛФБ 2017	1 миллиард долларов США	2027	4,75%	**428.552**	419.390
Облигации ИФБ 2017	750 миллионов долларов США	2027	4,375%	**–**	299.934
Прочие	–	–	–	**–**	4.593
Итого				**2.706.199**	2.977.813

В октябре-ноябре 2020 года Компания осуществила полный досрочный выкуп облигаций со сроком погашения в 2022 и 2023 годах с номинальной стоимостью 906.564 тысячи долларов США (эквивалентно 392.214 миллиона тенге). Комиссия за досрочное погашение составила 49 миллионов долларов США (эквивалентно 21.057 миллионов тенге) *(Примечание 14)*.

В октябре 2020 года Компания разместила облигации на сумму 750 миллионов долларов США (эквивалентно 321.698 миллионов тенге) со ставкой купона 3,5% годовых и со сроком погашения в 2033 году.

В мае 2020 года КТГ досрочно осуществил частичный выкуп облигаций, размещенных на ИФБ на сумму 41 миллион долларов США (эквивалентно 17.816 миллионов тенге) с комиссией за погашение облигаций в размере 927 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов займы составили:

В миллионах тенге	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Займы					
The Export-Import Bank of China (Eximbank)	1,13 миллиардов долларов США	2026 год	6M Libor + 4,10%	**242.555**	287.387
ВТБ Банк (ПАО)	38 миллиардов рублей	2027 год	Ключевая ставка Центрального Банка Российской Федерации + 2,25%	**221.207**	–
АО «Народный Банк Казахстана» (Народный Банк)	151 миллиард тенге	2024-2025 годы	11,00%	**138.119**	41.207
АО «Банк развития Казахстана» (БРК) *(Примечание 30)*	157 миллиардов тенге	2023-2026 годы	7,00-9,00%	**119.243**	166.377
Синдицированный займ (Unicredit Tiriac Bank, ING Bank, BCR, Raiffeisen Bank)	435 миллионов долларов США[1]	2022-2023 годы	1M Libor + 2,75%, 1M Libor + 2,50%, 1W Libor + 2,50%	**84.096**	118.228
Cargill	100 миллионов долларов США	2022-2023 годы	3M Libor + 2,60%, 3M Libor + 2,50%	**43.343**	–
Народный Банк	100 миллионов долларов США[2]	2023 год	5,00%	**43.302**	42.145
БРК *(Примечание 30)*	843,6 миллионов долларов США	2023 год	10,99%	**34.138**	107.318
ING Bank NV	250 миллионов долларов США	2022 год	COF (0,25%) + 2,00%	**24.034**	35.029
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd (Лондонский филиал)	150 миллионов долларов США	2022 год	COF (0,14%) + 1,70%	**22.385**	38.215
Credit Agricole	250 миллионов долларов США	2022 год	COF (0,24%) + 2,00%	**21.533**	14.862
ВТБ Банк Казахстан и ВТБ Банк (ПАО)	15 миллиардов рублей	2023 год	Ключевая ставка Центрального Банка Российской Федерации + 2,15%	–	85.223
Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	297,5 миллионов долларов США	2025 год	2,19% + CIRR	–	60.098
Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР)	68 миллиардов тенге	2026 год	3M CPI + 50 базисных пунктов + 2,15%	–	33.786
ЕБРР	36 миллиардов тенге	2026 год	6M CPI + 100 базисных пунктов + 2,15%	–	24.278
Прочие	–	–	–	**46.173**	46.482
Итого				**1.040.128**	1.100.635

[1] *75 миллионов долларов США возобновляемая кредитная линия.*

[2] *Возобновляемая кредитная линия.*

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2021 году АНПЗ получил долгосрочный займ от ВТБ Банк (ПАО) на общую сумму 38.169 миллионов российских рублей (эквивалентно 229.015 миллионов тенге) с ключевой ставкой вознаграждения Центрального Банка Российской Федерации + 2,25% годовых и со сроком на шесть лет для полного досрочного погашения займа от Eximbank в 2022 году.

В 2021 году АНПЗ частично погасил займ от Народного банка на сумму 105 миллионов долларов США (эквивалентно 44.734 миллиона тенге), включая вознаграждение, и получил краткосрочный займ в рамках возобновляемой кредитной линии на общую сумму 100 миллионов долларов США (эквивалентно 42.813 миллионов тенге) со ставкой вознаграждения 5% для полного досрочного погашения займа от Eximbank в 2022 году и для финансирования оборотного капитала.

В 2021 году АНПЗ получил долгосрочный займ от Народного банка на общую сумму 109.855 миллионов тенге со ставкой вознаграждения 11% и со сроком на четыре года для рефинансирования имеющихся займов от JBIC и БРК. Займ от Народного банка был частично погашен на сумму 22.827 миллионов тенге, включая вознаграждения.

В 2021 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Eximbank в сумме 79 миллионов долларов США (эквивалентно 33.039 миллионов тенге), включая вознаграждение. В июне и в ноябре 2021 года, АНПЗ зарезервировал денежные средства в сумме 681 миллион долларов США (эквивалентно 292.258 миллионов тенге) для целей погашения займа от Eximbank и частично погасил займ в июле 2021 года на сумму 77 миллионов долларов США (эквивалентно 32.799 миллионов тенге) и в январе 2022 года на сумму 604 миллиона долларов США (эквивалентно 259.459 миллионов тенге), включая вознаграждение.

В 2021 году АНПЗ осуществил полное досрочное погашение займа от JBIC в сумме 155 миллионов долларов США (эквивалентно 67.392 миллиона тенге), включая вознаграждение.

В 2021 году АНПЗ осуществил полное и частичное погашение займов от БРК в сумме 142 миллиона долларов США (эквивалентно 59.507 миллионов тенге) и 29.409 миллионов тенге, включая вознаграждение.

В 2021 году КМГИ получил краткосрочные и долгосрочные займы для целей финансирования оборотного капитала от Cargill в сумме 50 миллионов долларов США каждый (эквивалентно 20.997 миллионов тенге) со ставкой вознаграждения 3M Libor + 2,60% и 3M Libor + 2,50%, соответственно.

В 2021 году КМГИ частично погасил краткосрочный займ от ING Bank NV в сумме 29 миллионов долларов США (эквивалентно 12.632 миллиона тенге), включая вознаграждение.

В 2021 году КМГИ частично погасил синдицированный займ в сумме 97 миллионов долларов США (эквивалентно 41.447 миллионов тенге), включая вознаграждение.

В 2020 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Eximbank в размере 289 миллионов долларов США (эквивалентно 112.494 миллиона тенге), включая вознаграждение.

В 2020 году АНПЗ и КТГ получили дополнительный долгосрочный займ на общую сумму 49.609 миллионов тенге в рамках соглашений с БРК и произвели частичное досрочное погашение имеющихся займов на общую сумму 27.832 миллиона тенге, включая вознаграждение.

В 2020 году АНПЗ и ПНХЗ произвели частичное погашение займов от БРК на общую сумму 98 миллионов долларов США (эквивалентно 39.005 миллионов тенге), включая вознаграждение.

В ноябре 2020 года КТГ получил долгосрочный займ от ВТБ Банк (Казахстан) и ВТБ Банк (ПАО) на общую сумму 15.152 миллиона российских рублей (эквивалентно 84.621 миллион тенге) с ключевой ставкой вознаграждения Центрального Банка Российской Федерации +2,15% и со сроком на три года. КТГ использовал поступления от данного займа для полного досрочного погашения синдицированного займа на сумму 205 миллионов долларов США (эквивалентно 86.971 миллиону тенге), включая вознаграждение. Данный синдицированный займ был получен для частичного финансирования стратегического проекта строительства трех компрессорных станций на магистральной линии «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

В декабре 2020 года АНПЗ получил долгосрочный займ от Народного банка на общую сумму 41.089 миллионов тенге со ставкой вознаграждения 11% годовых и со сроком на 4 года и использовал полученные средства для полного погашения долгосрочного займа, полученного от Народного банка, на общую сумму 144 миллиона долларов США (эквивалентно 59.007 миллионов тенге), включая вознаграждение.

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd (Лондонский филиал) со ставкой вознаграждения COF (0,18%) + 1,50% для целей финансирования оборотного капитала в размере 91 миллион долларов США (эквивалентно 37.539 миллионов тенге).

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от ING Bank NV со ставкой вознаграждения COF (0,28%) + 2,00% для целей финансирования оборотного капитала в размере 83 миллиона долларов США (эквивалентно 34.409 миллионов тенге).

В 2020 году КТГ произвел частичное погашение займа от ЕБРР на общую сумму 12.696 миллионов тенге, включая вознаграждение.

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от Credit Agricole со ставкой вознаграждения COF (0,29%) + 2,00% для целей финансирования оборотного капитала в размере 33 миллиона долларов США (эквивалентно 13.655 миллионов тенге).

Изменения в обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности:

	2021 год				2020 год			
В миллионах тенге	Краткосрочные займы	Долгосрочные займы	Облигации	Итого	Краткосрочные займы	Долгосрочные займы	Облигации	Итого
Сальдо на 1 января	**184.370**	**916.265**	**2.977.813**	**4.078.448**	70.843	974.937	2.791.724	3.837.504
Получено денежными средствами	**82.753**	**368.343**	**–**	**451.096**	169.088	186.641	321.250	676.979
Выплата основного долга денежными средствами	**(108.134)**	**(218.733)**	**(12.685)**	**(339.552)**	(64.921)	(299.501)	(442.933)	(807.355)
Выплата основного долга и уплата вознаграждений за счёт зарезервированных денежных средств	**–**	**(32.799)**	**–**	**(32.799)**	–	–	–	–
Вознаграждение начисленное	**9.573**	**72.248**	**159.810**	**241.631**	7.265	64.931	163.890	236.086
Вознаграждение уплаченное	**(9.427)**	**(52.876)**	**(185.140)**	**(247.443)**	(7.278)	(64.953)	(164.192)	(236.423)
Дисконт *(Примечание 14)*	**–**	**–**	**–**	**–**	–	(11.002)	–	(11.002)
Вознаграждение за выкуп облигаций *(Примечание 14)*	**–**	**–**	**–**	**–**	–	–	21.057	21.057
Прибыль от выкупа облигаций	**–**	**–**	**–**	**–**	–	–	(927)	(927)
Пересчёт валюты отчётности	**3.227**	**2.684**	**66.967**	**72.878**	4.790	9.164	205.725	219.679
Убыток по курсовой разнице	**410**	**4.844**	**7.679**	**12.933**	4.583	54.367	82.365	141.315
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*		**(182.568)**	**(308.245)**	**(490.813)**	–	–	–	–
Прочие	**–**	**(52)**	**–**	**(52)**	–	1.681	(146)	1.535
Сальдо на 31 декабря	**162.772**	**877.356**	**2.706.199**	**3.746.327**	184.370	916.265	2.977.813	4.078.448
Текущая часть	**162.772**	**292.708**	**29.500**	**484.980**	184.370	133.094	44.092	361.556
Долгосрочная часть	**–**	**584.648**	**2.676.699**	**3.261.347**	–	783.171	2.933.721	3.716.892

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

Ковенанты

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. 16 июня 2021 года Компания получила согласие держателей Еврооблигаций со сроками погашения в 2025, 2027, 2030, 2047, 2048 годах на приведение условий по данным выпускам в соответствие с условиями выпуска Еврооблигаций КМГ 2020 года. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

Хеджирование чистых инвестиций с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2021 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в зарубежные подразделения для хеджирования подверженности Группы валютному риску по отношению к доллару США. В 2021 году убыток от курсовой разницы в размере 66.967 миллионов тенге (2020 год: убыток от курсовой разницы в размере 205.725 миллионов тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и зачтен против дохода от пересчёта зарубежных подразделений.

Между объектом хеджирования и инструментом хеджирования существует экономическая взаимосвязь, поскольку чистая инвестиция создает валютный риск, который совпадает с валютным риском по займам в долларах США. Группа установила коэффициент хеджирования 1:1, поскольку базовый риск инструмента хеджирования идентичен компоненту хеджируемого риска. Неэффективность хеджирования возникнет, когда сумма инвестиций в зарубежную дочернюю компанию станет меньше, чем сумма заимствований с фиксированной ставкой. На 31 декабря 2021 и 2020 годов неэффективной части хеджа не было.

26. РЕЗЕРВЫ

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2019 года	154.394	60.346	18.184	27.965	59.059	57.179	377.127
Пересчёт валюты отчётности	2.258	3.706	(1)	2.801	922	5.370	15.056
Изменение в оценке	13.049	(1.421)	–	–	–	(3)	11.625
Увеличение на сумму дисконта *(Примечание 14)*	11.001	2.242	–	–	3.605	130	16.978
Резерв за год	886	5.454	722	–	13.099	15.857	36.018
Восстановление	(1.189)	–	(1.451)	–	–	(5.041)	(7.681)
Использование резерва	(664)	(5.326)	(7.019)	–	(6.767)	(62.958)	(82.734)
Резерв на 31 декабря 2020 года	179.735	65.001	10.435	30.766	69.918	10.534	366.389
Пересчёт валюты отчётности	**543**	**1.087**	**118**	**453**	**266**	**78**	**2.545**
Изменение в оценке	**(55)**	**(2.514)**	**–**	**–**	**503**	**151**	**(1.915)**
Увеличение на сумму дисконта *(Примечание 14)*	**10.343**	**3.759**	**–**	**–**	**4.515**	**152**	**18.769**
Резерв за год	**785**	**2.628**	**2.392**	**–**	**(2.905)**	**2.974**	**5.874**
Восстановление	**(1.329)**	**–**	**(748)**	**–**	**–**	**(1.207)**	**(3.284)**
Использование резерва	**(332)**	**(6.775)**	**(1.834)**	**–**	**(6.235)**	**(8.055)**	**(23.231)**
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(87.953)**	**–**	**(1)**	**(31.219)**	**(636)**	**(93)**	**(119.902)**
Резерв на 31 декабря 2021 года	**101.737**	**63.186**	**10.362**	**–**	**65.426**	**4.534**	**245.245**

Подробное описание существенных резервов, включая существенные оценки и использованные суждения, включено в *Примечание 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательство по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Текущая часть	1.196	4.627	10.362	–	3.809	2.315	22.309
Долгосрочная часть	100.541	58.559	–	–	61.617	2.219	222.936
Резерв на 31 декабря 2021 года	101.737	63.186	10.362	–	65.426	4.534	245.245
Текущая часть	700	8.094	10.435	30.766	5.691	7.549	63.235
Долгосрочная часть	179.035	56.907	–	–	64.227	2.985	303.154
Резерв на 31 декабря 2020 года	179.735	65.001	10.435	30.766	69.918	10.534	366.389

27. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В миллионах тенге	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Торговая кредиторская задолженность	519.201	536.922
Прочие финансовые обязательства		
Задолженность перед сотрудниками	44.401	54.741
Прочая кредиторская задолженность	16.446	21.215
Задолженность по дивидендам	534	195
Финансовые гарантии *(Примечание 5)*	122	14.910
Прочие	23.643	28.342
	85.146	119.403
Краткосрочная часть	69.231	86.440
Долгосрочная часть	15.915	32.963
Прочие нефинансовые обязательства		
Договорные обязательства	154.696	118.537
Прочие	18.802	39.315
	173.498	157.852
Краткосрочная часть	134.269	129.021
Долгосрочная часть	39.229	28.831

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах по состоянию на 31 декабря:

В миллионах тенге	31 декабря 2021 года	31 декабря 2020 года
Доллар США	351.383	221.097
Тенге	83.705	249.108
Румынская лея	71.932	44.457
Евро	3.381	6.558
Другие валюты	8.800	15.702
Итого	519.201	536.922

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим финансовым обязательствам проценты не начислялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

28. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
НДС	**49.002**	90.883
Налог на добычу полезных ископаемых	**26.439**	10.147
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**23.702**	10.054
Индивидуальный подоходный налог	**6.834**	5.746
Экспортная таможенная пошлина	**5.842**	–
Социальный налог	**5.217**	5.691
Налог у источника выплаты за нерезидента	**2.357**	1.556
Акцизы	**1.719**	2.239
Прочие	**5.312**	3.947
	126.424	130.263

29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2021 года в сумме 24.900 миллионов тенге (в 2020 году: 70.301 миллион тенге) представляет собой, в основном, корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2021 года в сумме 6.882 миллиона тенге (в 2020 году: 8.967 миллионов тенге) представляет собой, в основном, корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**116.567**	60.634
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	**42.886**	9.416
Налог на сверхприбыль	**1.237**	(194)
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**25.747**	(7.616)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов	**34.990**	26.021
Налог на сверхприбыль	**(34)**	(2.985)
Расходы по подоходному налогу	**221.393**	85.276

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2021 и 2020 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год (пересчитано)
Прибыль/ (убыток) до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности	**1.066.255**	(4.155)
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности	**407.993**	282.355
Ставка подоходного налога	**20%**	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	**294.850**	55.640
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний	**(87.497)**	(76.218)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	**71.398**	49.874
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	**18.017**	30.039
Налог на сверхприбыль	**1.203**	(3.179)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	**(21.063)**	50.147
Расходы по подоходному налогу	**276.908**	106.303
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к продолжающейся деятельности	**221.393**	85.276
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности	**55.515**	21.027
	276.908	106.303

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчётные даты, к временным разницам между основой для расчёта активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчётности на 31 декабря, включают следующее:

	2021 год					2020 год				
В миллионах тенге	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Отраженный в составе прибыли или убытка за 2021 год	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Отраженный в составе прибыли или убытка за 2020 год
Активы по отсроченному налогу										
Основные средства	22.769	–	–	22.769	(12.831)	35.848	–	–	35.848	968
Перенесенные налоговые убытки	556.394	–	–	556.394	(35.419)	591.813	–	–	591.813	35.367
Начисленные обязательства в отношении работников	4.975	–	–	4.975	(133)	5.342	–	–	5.342	78
Обесценение финансовых активов	1	–	–	1	(12)	13	–	–	13	3
Обязательство за загрязнение окружающей среды	3.089	–	–	3.089	(1.207)	4.296	–	–	4.296	(532)
Прочие	57.772	–	–	57.772	10.726	52.186	–	–	52.186	(2.091)
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(561.198)	–	–	(561.198)	21.063	(582.261)	–	–	(582.261)	(50.147)
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(49.767)	–	–	(49.767)	(5.809)	(48.647)	–	–	(48.647)	2.832
Активы по отсроченному налогу	34.035	–	–	34.035	(23.622)	58.590	–	–	58.590	(13.522)
Обязательства по отсроченному налогу										
Основные средства	125.840	358	–	126.198	11.007	179.394	392	–	179.786	(19.811)
Нераспределённая прибыль совместного предприятия	–	–	465.891	465.891	34.990	–	–	419.083	419.083	26.021
Прочее	3.441	–	–	3.441	10.723	5.672	–	–	5.672	1.018
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(49.767)	–	–	(49.767)	(5.809)	(48.647)	–	–	(48.647)	2.832
Обязательства по отсроченному налогу	79.514	358	465.891	545.763	50.911	136.419	392	419.083	555.894	10.060
Чистые обязательства по отсроченному налогу	45.479	358	465.891	511.728	–	77.829	392	419.083	497.304	
Расходы по отсроченному налогу					74.533					23.582

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объём контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2021 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 561,198 миллионов тенге (в 2020 году: 582.261 миллион тенге).

Перенесенные налоговые убытки в РК по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов истекают в течение десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах/(активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

	2021 год				2020 год			
В миллионах тенге	**Корпоративный подоходный налог**	**Налог на сверхприбыль**	**Налог у источника**	**Итого**	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого
Сальдо, нетто, отсроченного обязательства на 1 января	**77.829**	**392**	**419.083**	**497.304**	75.790	3.377	356.581	435.748
Пересчёт валюты отчётности	**296**	**–**	**11.818**	**12.114**	1.601	–	36.481	38.082
Налоговый убыток/(доход) отраженный в составе прибыли или убытка за год	**39.577**	**(34)**	**34.990**	**74.533**	546	(2.985)	26.021	23.582
Налоговый убыток/(доход) за год, отраженный в составе прочего совокупного дохода	**48**	**–**	**–**	**48**	(108)	–	–	(108)
Прекращенная деятельность *(Примечание 5)*	**(72.271)**	**–**	**–**	**(72.271)**	–	–	–	–
Сальдо, нетто, отсроченного обязательства на 31 декабря	**45.479**	**358**	**465.891**	**511.728**	77.829	392	419.083	497.304

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

30. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Условия сделок со связанными сторонами

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, предоставленных на основании тарифов. Непогашенные остатки на конец периода, в основном, необеспеченные и беспроцентные, расчёты по которым производятся наличными. Группа признает резервы под ОКУ по задолженности от связанных сторон в соответствии с теми же принципами и политикой под ОКУ, применяемыми для определения ОКУ по задолженности перед третьими сторонами.

Остатки по расчётам

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов:

В миллионах тенге	31 декабря	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2021 года**	**497.242**	**1.074**	**–**	**33.123**
	2020 года	402.272	5.921	–	45.192
Ассоциированные компании	**2021 года**	**12.249**	**3.009**	**–**	**–**
	2020 года	4.345	3.541	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2021 года**	**2.349**	**638**	**86.481**	**153.381**
	2020 года	4.116	113	126.443	273.695
Совместные предприятия	**2021 года**	**166.869**	**170.923**	**–**	**–**
	2020 года	357.832	246.555	–	–

Задолженность связанных/связанным сторонам

Компании, входящие в Самрук-Казына

По состоянию на 31 декабря 2021 года, задолженность компаний, входящих в Самрук-Казына, в основном представлена облигациями, выпущенными Самрук-Казына на сумму 18.373 миллиона тенге, за вычетом резерва под ОКУ (31 декабря 2020 года: 17.265 миллионов тенге) *(Примечание 22)* и финансовой помощью, предоставленной Самрук-Казына на сумму 451.981 миллион тенге, за вычетом резерва под ОКУ (31 декабря 2020 года: 379.159 миллионов тенге) *(Примечание 24)*.

Совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2021 года, задолженность совместных предприятий, в основном, представлена займами, предоставленными ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (далее – «ПКОП») в размере 74.612 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 96.958 миллионов тенге), УГЛ в сумме 48.549 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 41.066 миллионов тенге) и авансами, выплаченными ТШО, на сумму 8.744 миллиона тенге (на 31 декабря 2020 года: 16.094 миллиона тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и сжиженного газа.

По состоянию на 31 декабря 2021 года, задолженность перед совместными предприятиями, в основном, представлена кредиторской задолженностью за поставку сырой нефти ТШО на сумму 130.786 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 67.578 миллионов тенге).

30. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2021 года уменьшение денежных средств и депозитов, размещенных у связанных сторон, в основном, связано с частичным изъятием депозита в сумме 100 миллионов долларов США (эквивалентно 42.422 миллиона на дату изъятия).

Задолженность по займам связанным сторонам

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2021 года займы, подлежащие выплате связанным сторонам представлены займами, полученными АНПЗ и ПНХЗ от БРК на общую сумму 153.381 миллион тенге (31 декабря 2020 года: 273.695 миллионов тенге) *(Примечание 25)*.

Выплаты по займам, предоставленным связанным сторонам

В 2021 году Группа получила выплаты от погашения основного долга и процентов по займу, выданному ПКОП на сумму 24.438 миллионов тенге и 3.507 миллионов тенге, соответственно (2020 год: 24.588 миллионов тенге и 5.492 миллиона тенге, соответственно), процентов по займу, выданному ГБШ, совместному предприятию КТГ, на сумму 9.628 миллионов тенге (2020: основного долга и процентов по займу на сумму 48.133 миллиона тенге и 9.336 миллионов тенге, соответственно). В ноябре 2021 года КТГ был передан в Самрук-Казына *(Примечание 5)*.

Обороты по сделкам

В следующей таблице приводятся общие суммы по сделкам, которые были заключены со связанными сторонами в течение 2021 и 2020 годов:

В миллионах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2021 год**	**17.589**	**11.500**	**36.805**	**6.448**
	2020 год	13.793	24.316	30.055	2.293
Ассоциированные компании	**2021 год**	**53.754**	**33.549**	**–**	**–**
	2020 год	21.000	24.710	2.740	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2021 год**	**32.810**	**16.788**	**315**	**21.529**
	2020 год	42.880	18.765	12.035	26.567
Совместные предприятия	**2021 год**	**270.274**	**1.678.338**	**30.626**	**1.109**
	2020 год	322.894	1.128.533	31.397	4.763

Продажи связанным сторонам/приобретения у связанных сторон

Совместные предприятия

В 2021 году продажи совместным предприятиям были представлены, в основном, транспортно-грузовым обслуживанием, предоставленным ТШО в сумме 16.698 миллионов тенге (2020 год: 34.399 миллионов тенге), продажей компрессорной станции ГБШ на сумму 42.886 миллионов тенге (2020 год: 43.667 миллионов тенге) *(Примечание 15)*, услугам по транспортировке и обслуживанию нефти, предоставленным АО «МангистауМунайГаз», дочерней организации МИБВ, на сумму 53.892 миллиона тенге и 85.094 миллиона тенге, соответственно (2020 год: 53.591 миллион тенге и 72.251 миллион тенге, соответственно).

В 2021 году покупки у совместных предприятий, в основном, были связаны с покупками сырой нефти у ТШО на сумму 1.234.019 миллионов тенге (2020 год: 687.896 миллионов тенге), за транспортные услуги, предоставленные ГБШ, на сумму 167.217 миллионов тенге (2020 год: 201.524 миллиона тенге) и АГП на сумму 75.287 миллионов тенге (2020 год: 106.160 миллионов тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

30. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

За год, закончившийся 31 декабря 2021 и 2020 годов, общая сумма вознаграждения ключевому руководящему персоналу (члены Совета Директоров и Правления Группы), включенная в общие и административные расходы в консолидированном отчёте о совокупном доходе, составляет 7.899 миллионов тенге и 8.159 миллионов тенге, соответственно. Вознаграждение ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премий по результатам деятельности.

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, финансовые гарантии, денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа, также, отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем её финансовым инструментам.

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению. Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчёт о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанная с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США. В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в денежных потоках активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их несущественности для консолидированных результатов деятельности Группы.

В миллионах тенге	Увеличение/ (уменьшение) в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого-обложения
2021 год	**+13%**	**(252.408)**
	(10%)	**194.160**
2020 год		
	+14%	(335.219)
	(11%)	263.387

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой. Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В миллионах тенге	Увеличение/ уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого-обложения
2021 год		
ЛИБОР	**+1,25**	**(8.817)**
	-0,25	**1.763**
2020 год		
ЛИБОР	+1,00	(6.835)
	-0,25	1.709

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторскую задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 14*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, займы и дебиторская задолженность от связанных сторон и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

В следующей таблице показан риск профиль по денежным средствам, краткосрочным и долгосрочным депозитам Группы в банках по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов с использованием обозначений кредитных рейтингов «Fitch», либо при отсутствии таковых, с использованием их эквивалентов в рейтингах «S&P» и «Moody's».

	На 31 декабря	
	2021 год	2020 год
от «AA-» до «A+»	**8%**	12%
от «A» до «A-»	**34%**	30%
от «BBB+» до «BBB-»	**54%**	16%
от «BB+» до «BB-»	**1%**	41%
от «B+» до «B-»	**3%**	1%

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближенной к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются и руководство следит за наличием средств в объёме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В миллионах тенге	Не более 1 месяца	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
На 31 декабря 2021 года						
Займы*	268.383	92	379.336	1.432.280	4.283.944	6.364.035
Торговая кредиторская задолженность	250.549	260.874	7.778	–	–	519.201
Финансовые гарантии**	–	4	312	1.252	–	1.568
Задолженность по аренде	1.896	1.229	6.595	12.763	22.879	45.362
Прочие финансовые обязательства	38.906	17.650	15.932	16.979	–	89.467
	559.734	279.849	409.953	1.463.274	4.306.823	7.019.633
На 31 декабря 2020 года						
Займы*	64.664	15.128	449.943	1.699.247	4.607.751	6.836.733
Торговая кредиторская задолженность	208.648	318.195	10.079	–	–	536.922
Финансовые гарантии**	–	16.339	48.734	172.619	313	238.005
Задолженность по аренде	395	515	16.061	26.236	20.448	63.655
Прочие финансовые обязательства	33.377	23.337	24.486	11.096	54.586	146.882
	307.084	373.514	549.303	1.909.198	4.683.098	7.822.197

* *Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании, в виду неопределённости наступления сроков погашения. На 31 декабря 2021 года, задолженность по займам перед партнерами составила 12,355 миллионов тенге (31 декабря 2020 года: 7.175 миллионов тенге).*

** *Группа включает финансовые гарантии в таблицу ликвидности, однако, денежные оттоки по финансовым гарантиям зависят от определённых событий. Финансовая гарантия – это договор, согласно которому эмитент обязан произвести определённые выплаты с целью возмещения держателю инструмента убытка, понесенного им в связи с тем, что определённый должник не в состоянии совершить платеж в установленный срок в соответствии с первоначальными или пересмотренными условиями долгового инструмента. В 2021 и 2020 годах не было случаев использования существенных финансовых гарантий.*

Управление капиталом

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация акционерной стоимости. Группа управляет своим капиталом для того, чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала.

Компания стремится составить структуру капитала для осуществления плана капитальных инвестиций и поддерживать кредитный рейтинг инвестиционного уровня в течение всего цикла. Поддержание финансовой гибкости является стратегически важным, чтобы противостоять цикличности индустрии и для осуществления органических и неорганических инвестиционных решений. Компания имеет расширенный внутренний процесс согласования капитальных затрат, новых проектов и получения займов.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы *(Примечание 25)*, минус денежные средства и их эквиваленты *(Примечание 23)*, краткосрочные банковские депозиты *(Примечание 18)* и капитал, включающий выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределённую прибыль *(Примечание 24)*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Руководство Группы регулярно осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. Для достижения данной цели управление капиталом, среди прочего, должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным кредитам и займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов, договорные условия по процентным кредитам и займам не нарушались *(Примечание 25)*.

В миллионах тенге	**31 декабря 2021 года**	31 декабря 2020 года
Займы	**3.746.327**	4.078.448
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	**1.486.362**	1.428.336
Чистая задолженность	**2.259.965**	2.650.112
Капитал	**8.158.681**	8.636.679
Капитал и чистая задолженность	**10.418.646**	11.286.791

Стратегия, цели, политика и процедуры управления капиталом в течение периодов, закончившихся 31 декабря 2021 и 2020 годов, не изменялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 годов приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	31 декабря 2021 года					31 декабря 2020 года				
			Справедливая стоимость по уровням оценки					Справедливая стоимость по уровням оценки		
В миллионах тенге	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Облигации к получению от Самрук-Казына	18.373	16.925	–	16.925	–	17.265	16.916	–	16.916	–
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, задолженность по аренде к получению от совместных предприятий	474.875	472.528	–	448.658	23.870	557.116	538.063	–	372.823	165.240
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	3.041.001	3.556.705	3.210.632	346.073	–	3.394.958	4.103.404	3.640.931	462.473	–
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	705.326	755.347	–	755.347	–	683.490	699.509	–	699.509	–
Выпущенные финансовые гарантии *(Примечание 5)*	122	122	–	–	122	14.910	15.464	–	–	15.464

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и прочие долговые инструменты были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам.

Все финансовые инструменты, в отношении которых справедливая стоимость признается или раскрывается, классифицируются в иерархии справедливой стоимости на основе данных самого низкого уровня, которые являются значимыми для оценки справедливой стоимости в целом, следующим образом:

- Уровень 1 – котируемые (нескорректированные) рыночные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств;
- Уровень 2 – методы оценки, для которых прямо или косвенно наблюдаются исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости;
- Уровень 3 – методы оценки, для которых исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости, не наблюдаются.

В течение отчётного периода не было никаких переводов между Уровнем 1 и Уровнем 2, а также не осуществлялось перемещений в Уровень 3 или из него.

Для активов и обязательств, которые признаются по справедливой стоимости на постоянной основе, Группа определяет, произошли ли переводы между уровнями в иерархии, путем переоценки по категориям (на основе входных данных самого низкого уровня, которые важны для оценки справедливой стоимости в целом) в конце каждого отчётного периода. В течение года не было никаких изменений в процессах оценки Группы, методах оценки и типах исходных данных, используемых при оценке справедливой стоимости.

Ниже представлены значительные ненаблюдаемые исходные данные, используемые для оценок справедливой стоимости, отнесённые к Уровню 3 иерархии справедливой стоимости:

	Метод долевой оценки	Значительные ненаблюдаемые исходные данные	Диапазон на 31 декабря	
			2021 год	2020 год
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, задолженность по аренде к получению от СП	Метод дисконтированных денежных потоков	Ставка дисконтирования и процентная ставка	**4,1-11,5%**	7,54-9,9%
Выпущенные финансовые гарантии			**4,5%**	4,9%

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Операционная среда

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

С начала марта 2020 года мировые рынки испытывают значительную волатильность спроса и цен на нефть, в частности, в результате пандемии COVID-19. Стоимость казахстанского тенге значительно упала по отношению к основным мировым валютам. По мнению руководства Компании, эти тенденции не окажут существенного влияния на будущее финансовое положение Компании, результаты деятельности и перспективы бизнеса.

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в спросе и предложении, рыночную неопределённость, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях. Цены, также, подвержены влиянию действий Правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен. Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа, в основном, не хеджирует свою подверженность риску изменения цен на товары.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая расхождения в подходах к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчётности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов весьма сурова. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2021 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2021 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчётности.

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. *«Закон о трансфертном ценообразовании»* (далее – «Закон») требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определённых по принципу вытянутой руки. Закон в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют небольшой опыт применения. Более того, Закон не предоставляет детальных инструкций по его применению к различным видам операций, в результате чего существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени. По состоянию на 31 декабря 2021 года Руководство считает, что его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Комплексная налоговая проверка на АНПЗ за 2015-2017 годы

15 декабря 2020 года АНПЗ получил результаты комплексной налоговой проверки за 2015-2017 годы, согласно которым сумма доначислений по НДС составила 9.257 миллионов тенге, включая НДС и пени, а также сумма уменьшения переносимых убытков составила 29.026 миллионов тенге. АНПЗ не согласен с результатами налоговой проверки и 28 января 2021 года направил соответствующую жалобу в Министерство финансов РК. По состоянию на 31 декабря 2021 года, рассмотрение жалобы было приостановлено Министерством Финансов РК до выяснения обстоятельств. Группа считает, что риск доначисления налогов является низким и, соответственно, не признала резерв по данной проверке по состоянию на 31 декабря 2021 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Гражданское разбирательство в КМГИ

Faber Invest & Trade Inc. (далее – «Faber»), владелец неконтрольной доли участия в дочерних компаниях КМГИ, возобновил в 2020 году разбирательства по нескольким предыдущим гражданским делам, одно из которых оспаривает увеличение уставного капитала Rompetrol Rafinare Constanta, дочерней компании КМГИ, в 2003-2005 годах. Слушания проводились на периодической основе, но окончательные решения не были вынесены. 13 июля 2021 года, суд отклонил жалобу Faber. Однако, Faber повторно подал жалобу на решение суда. По результатам слушания в декабре 2021 года, суд удовлетворил жалобу и вернул дело на повторное рассмотрение. Следующие слушания ожидаются в марте и мае 2022 года.

Группа считает, что её позиция в отношении нового заявления Faber будет решена аналогично другим схожим разбирательствам, разрешенным в 2020 году в пользу Группы. Соответственно, Группа не признала резерв по данному делу на 31 декабря 2021 года.

Проверки возмещаемых затрат

В соответствии с основными принципами соглашения о разделе продукции (далее – «СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объёмы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования. При этом, Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определённые затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещаемых затрат, проведенных до 31 декабря 2021 года, определённые затраты были классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря 2021 года, доля Группы в оспариваемых затратах составляет 1.177 миллионов долларов США (эквивалентно 508.180 миллионов тенге на отчётную дату) (2020 год: 1.078 миллионов долларов США, эквивалентно 453.641 миллион тенге на отчётную дату), включая долю Группы в обязательствах совместного предприятия. Группа и её партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов в РК, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребности внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объём сырой нефти, превышающий объём, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что, в свою очередь, может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2021 году, в соответствии со своими обязательствами, Группа поставила 7.114 тысяч тонн сырой нефти (2020 год: 6.401 тысяча тонн), включая долю Группы в поставках совместных предприятий и ассоциированных компаний, на внутренний рынок.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2021 года, Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством, включая долю Группы в обязательствах совместных предприятий и ассоциированной компании:

В миллионах тенге	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2022	236.077	57.135
2023	94.245	4.373
2024	27.106	4.383
2025	10.880	4.314
2026-2048	5.216	21.372
Итого	**373.524**	**91.577**

Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2021 года обязательства Кашаган, совместного предприятия Компании, по договорам поставки нефти составили 4,3 миллиона тонн (31 декабря 2020 года: 8,2 миллиона тонн.

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2021 года у Группы, включая долю Группы в обязательствах совместных предприятий, имелись прочие договорные обязательства по приобретению и строительству долгосрочных активов на общую сумму 148.590 миллионов тенге (по состоянию на 31 декабря 2020 года: 196.531 миллион тенге).

По состоянию на 31 декабря 2021 года у Группы имелись обязательства в общей сумме 184.455 миллионов тенге (по состоянию на 31 декабря 2020 года: 232.136 миллионов тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики РК и *Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК* и направленных на расширение производственных объектов.

Нефинансовые гарантии

На 31 декабря 2021 и 2020 годов, Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её совместных предприятий и ассоциированных сторон по договорам купли-продажи природного газа, транспортировки и прочим договорам.

На 31 декабря 2021 года руководство Группы считает, что не было ожидаемых случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

33. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

Операционные сегменты Группы имеют отдельные структуры и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг. Все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и услуг на разных рынках. Функции определяются как операционные сегменты, а) как осуществляющие деятельность, от которой имеют доходы и расходы; б) чьи операционные результаты регулярно анализируются руководством Группы, принимающим операционные решения.

Деятельность Группы охватывает три основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, и переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Группа выделяет деятельность Компании в операционный сегмент «Корпоративный центр», поскольку Компания выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их несущественности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

33. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

Разбивка выручки по видам товаров и услуг представлена в *Примечании 6* к данной финансовой отчётности.

В 2021 году, выручка *«Продажа сырой нефти и газа»* и *«Продажа нефтепродуктов»* представляет собой в основном продажи третьим сторонам, осуществляемые следующими операционными сегментами:

	Вид товаров и услуг			
	2021 года		2020 года	
В миллионах тенге	**Продажа сырой нефти и газа**	**Продажа нефте-продуктов**	Продажа сырой нефти и газа	Продажа нефте-продуктов
Сегменты				
Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	**3.097.249**	**1.527.802**	1.676.749	989.881
Корпоративный центр	**–**	**559.515**	–	333.100
Разведка и добыча нефти и газа	**–**	**3.092**	–	3.910
Прочие	**–**	**11.704**	–	9.832
	3.097.249	**2.102.113**	1.676.749	1.336.723

Результаты деятельности сегмента оцениваются на основе выручки, чистой прибыли и показателя EBITDA, которые рассчитываются на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчётности.

Показатель EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не регулируемым МСФО, который используется руководством для оценки эффективности сегментов и определяется как прибыль до вычета износа, истощения и амортизации, обесценения основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке, активов, классифицированных как предназначенные для продажи, расходов по разведке, обесценения инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании, финансовых доходов и расходов, и расходов по подоходному налогу.

EBITDA, % определяется как EBITDA определённого сегмента по отношению к общей EBITDA.

Корректировки и элиминации представляют собой исключение внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением определённых регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

Географическая информация

Основные средства *(Примечание 15)* Группы расположены в следующих странах:

В миллионах тенге	**2021 год**	2020 год
Казахстан	**2.782.481**	3.730.070
Другие страны	**623.499**	639.675
	3.405.980	4.369.745

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

33. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за 2021 год, а также об активах и обязательствах на 31 декабря 2021 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Корректировки и элиминации	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	8.142	203.388	4.944.326	560.895	122.042	–	5.838.793
Выручка от реализации другим сегментам	1.223.371	78.579	157.380	46.222	86.598	(1.592.150)	–
Итого выручка	1.231.513	281.967	5.101.706	607.117	208.640	(1.592.150)	5.838.793
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	(30.151)	(14.477)	(4.508.909)	(265.594)	(33.494)	1.256.134	(3.596.491)
Производственные расходы	(309.158)	(124.163)	(203.059)	(167.570)	(149.841)	260.760	(693.031)
Налоги кроме подоходного налога	(346.304)	(14.105)	(14.998)	(45.855)	(7.377)	–	(428.639)
Расходы по транспортировке и реализации	(103.433)	(5.444)	(66.646)	(10.353)	–	53.964	(131.912)
Общие и административные расходы	(26.223)	(18.312)	(36.366)	(46.296)	(24.151)	2.870	(148.478)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	625.567	105.890	17.694	–	19.582	–	768.733
EBITDA	1.041.811	211.356	289.422	71.449	13.359	(18.422)	1.608.975
EBITDA, %	65%	13%	18%	4%	1%	(1%)	
Износ, истощение и амортизация	(126.433)	(41.694)	(140.870)	(3.034)	(10.037)	–	(322.068)
Финансовый доход	71.785	3.980	2.563	161.385	20.795	(175.909)	84.599
Финансовые затраты	(19.566)	(6.426)	(93.290)	(212.693)	(4.919)	87.629	(249.265)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи	(3.987)	(4.796)	(8.217)	(324)	(3.400)	–	(20.724)
Расходы по разведке	(79.083)	–	–	–	–	–	(79.083)
Расходы по подоходному налогу	(136.784)	(14.441)	(38.159)	(30.899)	(1.110)	–	(221.393)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	593.531	48.688	36.922	300.334	(33.052)	(101.561)	844.862
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	5.904.568	523.747	47.395	–	74.674	–	6.550.384
Капитальные затраты	168.017	92.061	83.020	6.013	12.681	52.398	414.190
Резервы на неликвидные ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, прочим краткосрочным финансовым активам, и резерв по обесценению краткосрочных нефинансовых активов	(4.854)	(9.686)	(40.898)	(28.518)	(9.023)	–	(92.979)
Активы сегмента	8.624.757	1.213.613	3.000.106	1.580.623	322.008	(1.088.846)	13.652.261
Обязательства сегмента	868.902	216.809	1.994.289	3.378.313	100.458	(1.065.191)	5.493.580

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

33. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за 2020 год, а также об активах и обязательствах на 31 декабря 2020 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Корректировки и элиминации	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам*	8.981	216.843	2.955.444	334.092	109.604	–	3.624.964
Выручка от реализации другим сегментам*	868.731	91.497	327.229	36.945	83.314	(1.407.716)	–
Итого выручка*	877.712	308.340	3.282.673	371.037	192.918	(1.407.716)	3.624.964
Себестоимость купленной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов*	(29.528)	(13.301)	(2.739.382)	(185.884)	(32.844)	1.099.703	(1.901.236)
Производственные расходы*	(297.934)	(124.041)	(202.820)	(126.431)	(139.308)	234.356	(656.178)
Налоги кроме подоходного налога*	(194.328)	(12.891)	(15.188)	(24.994)	(7.107)	186	(254.322)
Расходы по транспортировке и реализации*	(118.054)	(8.019)	(62.381)	(7.752)	–	59.062	(137.144)
Общие и административные расходы*	(30.219)	(16.775)	(46.690)	(51.053)	(25.096)	23.208	(146.625)
Доля в прибылях совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто*	182.572	93.525	(1.373)	–	6.091	–	280.815
EBITDA*	390.221	226.838	214.839	(25.077)	(5.346)	8.799	810.274
EBITDA, %*	48%	28%	27%	(3%)	(1%)	1%	
Износ, истощение и амортизация*	(118.157)	(39.253)	(146.764)	(3.200)	(10.053)	–	(317.427)
Финансовый доход*	106.079	3.943	18.285	99.245	11.760	(151.325)	87.987
Финансовые затраты*	(16.934)	(5.180)	(87.043)	(269.715)	(11.694)	125.194	(265.372)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке, нематериальных активов и активов, классифицированных как предназначенные для продажи*	(61.908)	(10.534)	(164.736)	(2.279)	(4.436)	–	(243.893)
Расходы по разведке	(19.807)	–	–	–	–	–	(19.807)
Обесценение инвестиций в совместное предприятие и ассоциированную компанию	(30.654)	–	–	–	–	–	(30.654)
Расходы по подоходному налогу*	(60.988)	(18.462)	4.028	(8.306)	(1.548)	–	(85.276)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности*	171.149	161.288	(227.818)	(189.273)	(18.589)	13.812	(89.431)
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	5.371.371	515.025	34.122	–	101.579	448.924	6.471.021
Капитальные затраты	167.609	48.900	84.649	11.811	15.586	125.608	454.163
Резервы на неликвидные ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, прочим краткосрочным финансовым активам, и резерв по обесценению краткосрочных нефинансовых активов	(4.495)	(6.457)	(46.112)	(25.141)	(9.254)	(7.240)	(98.699)
Активы сегмента	7.861.383	1.189.807	2.654.458	1.302.283	340.220	1.305.136	14.653.287
Обязательства сегмента	814.551	198.810	1.704.835	3.269.893	105.549	(77.030)	6.016.608

* *Некоторые суммы, приведенные в этой строке, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, поскольку отражают произведённые корректировки, информация о которых приводится в Примечании 5.*

34. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОГО ПЕРИОДА

Полученные дивиденды

В январе 2022 года Компания получила дивиденды от КОА, КГМ и МИБВ, совместных предприятий, в сумме 3.000 миллиона тенге, 4.338 миллионов тенге и 97 миллионов долларов США (эквивалентно 41.996 миллионов тенге), соответственно.

Проверки

Начиная с января 2022 года в некоторых компаниях Группы, включая Компанию, начаты проверки различных государственных органов. В настоящее время проверки не закончены и, соответственно, Группа не может оценить их влияние на консолидированную финансовую отчётность.

Чрезвычайное положение

2 января 2022 года в Мангистауской области Казахстана начались акции протеста, связанные со значительным ростом розничной цены на сжиженный нефтяной газ. В дальнейшем протесты начались в других городах и привели к беспорядкам, повреждению имущества и гибели людей. 5 января 2022 года Правительство объявило о введении чрезвычайного положения.

В результате вышеуказанных протестов и введения чрезвычайного положения, Президент РК сделал ряд публичных заявлений о возможных мерах, включая внесение изменений в налоговое законодательство, введение мер поддержки финансовой стабильности, контроль и стабилизацию уровня инфляции и обменного курса тенге.

19 января 2022 года чрезвычайное положение было отменено. 25 января 2022 года Самрук-Казына представил план действий по реформам, разработанный во исполнение поручений Президента РК. В настоящее время Компания не имеет возможности количественно оценить, какое влияние, если таковое имеется, могут оказать на финансовое положение любые новые меры, которые могут принять Правительство и Самрук-Казына, или какое-либо влияние на экономику Казахстана в результате вышеуказанных акций протеста, чрезвычайного положения и планов Самрук-Казына.

Влияние рисков санкций

В феврале 2022 года из-за конфликта между Российской Федерацией и Украиной большинство западных стран объявили о многочисленных санкциях против Российской Федерации. Эти санкции направлены на то, чтобы оказать негативное экономическое воздействие на Российскую Федерацию.

В связи с растущей геополитической напряженностью, начиная с февраля 2022 года, наблюдается значительный рост волатильности на рынках ценных бумаг и валютных рынках, а также значительное снижение курса тенге по отношению к доллару США и евро.

Группа рассматривает эти события как некорректирующие события после отчётного периода, количественный эффект которых на данный момент не может быть оценен с достаточной степенью уверенности.

По состоянию на 31 декабря 2021 года, Группа имела денежные средства и их эквиваленты, выраженные в различных валютах, в общей сумме 87.183 миллиона тенге и займы в размере 221.207 миллионов тенге *(Примечание 25)* в дочерних банках российских банков. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчётности, остаток денежных средств и их эквивалентов в дочерних банках российских банков составил 205 миллионов тенге в связи с переводом средств в казахстанские банки. Перевод был осуществлен без каких-либо потерь.

В настоящее время руководство Группы анализирует возможное влияние изменения микро- и макроэкономических условий на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года
с отчётом независимого аудитора

СОДЕРЖАНИЕ

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о совокупном доходе 1-2
Консолидированный отчёт о финансовом положении 3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств 5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале 7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 9-91

Building a better working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, д. 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 59 60
Fax: +7 727 258 59 61
www.ey.com/kz

Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционерам, Совету Директоров и руководству Акционерного Общества «Национальная компания «КазМунайГаз»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2020 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2020 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета.
Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с принятым Советом по международным стандартам этики для бухгалтеров (СМСЭБ) Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита - это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Building a better working world

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	***Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита***
Обесценение долгосрочных активов	
Мы считаем, что данный вопрос является одним из самых значимых в нашей аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестиции в нефтегазодобывающие и перерабатывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчетности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность нестабильности цен на нефть и тенге и неопределенности в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Группы и может потенциально привести к обесценению активов Группы. Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи. Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности.	Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчета возмещаемых стоимостей, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчете возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами. Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями. Мы оценили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности результатов теста на обесценение к изменениям допущений. Мы выполнили процедуру по оценке компетентности, возможностей и объективности внешних экспертов, привлеченных Группой для оценки запасов нефти и газа, а также для подготовки моделей обесценения, где применимо. Мы проанализировали раскрытие информации о тесте на обесценение в консолидированной финансовой отчетности.

Соблюдение установленных показателей по обязательствам

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые ограничительные условия. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объемов торговли, выручки и прибыли, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к дефициту финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по кредитным соглашениям Группы. Соблюдение ограничительных условий по кредитным соглашениям является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчетности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчете о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в Примечании 24 к консолидированной финансовой отчетности.

Мы изучили условия кредитных соглашений и проанализировали финансовые и нефинансовые ограничительные условия, условия досрочного погашения и случаи дефолта. Мы изучили наличие подтверждений, полученных от банков в отношении соблюдения финансовых ограничительных условий. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы проверили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Мы проанализировали раскрытия в отношении соблюдения установленных показателей по обязательствам в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2020 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2020 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2020 год, предположительно, будет нам предоставлен после выпуска настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Building a better working world

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;

- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о действиях, осуществленных для устранения угроз, или принятых мерах предосторожности.

Building a better working world

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнер, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Пол Кон.

ТОО „Эрнст энд Янг"

Пол Кон
Партнер по аудиту

Гульдария Зарипова
Аудитор

Рустамжан Саттаров
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Квалификационное свидетельство аудитора
№МФ-0000414 от 13 января 2017 года

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан: серия МФЮ-2 № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан от 15 июля 2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

5 марта 2021 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2020	2019*
Выручка и прочие доходы			
Выручка	5	**4.556.037**	6.858.856
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	6	**511.195**	827.979
Финансовый доход	13	**109.753**	240.880
Доход от выбытия дочерних организаций		**519**	17.481
Прочий операционный доход		**24.576**	24.936
Итого выручка и прочие доходы		**5.202.080**	7.970.132
Расходы и затраты			
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	7	**(2.277.066)**	(3.913.744)
Производственные расходы	8	**(740.786)**	(721.693)
Налоги кроме подоходного налога	9	**(269.559)**	(454.295)
Износ, истощение и амортизация	32	**(360.283)**	(337.424)
Расходы по транспортировке и реализации	10	**(458.186)**	(420.402)
Общие и административные расходы	11	**(170.208)**	(213.967)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	12	**(243.694)**	(150.751)
Расходы по разведке	12	**(19.807)**	(57.068)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированную компанию	18	**(30.654)**	–
Финансовые затраты	13	**(297.551)**	(317.433)
Прочие расходы		**(32.151)**	(7.203)
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто		**(23.935)**	8.479
Итого расходы и затраты		**(4.923.880)**	(6.585.501)
Прибыль до учёта подоходного налога		**278.200**	1.384.631
Расходы по подоходному налогу	28	**(106.303)**	(226.180)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		**171.897**	1.158.451
Прекращенная деятельность			
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности		**–**	6
Чистая прибыль за год		**171.897**	1.158.457
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:			
Акционеров Материнской Компании		**273.237**	1.197.157
Неконтрольную долю участия		**(101.340)**	(38.700)
		171.897	1.158.457

Учетная политика и примечания на страницах 9-91 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В миллионах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря 2020	2019*
Прочий совокупный доход/(убыток)			
Прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах			
Эффект хеджирования		**(25)**	–
Курсовая разница от пересчёта валюты отчётности зарубежных подразделений		**450.936**	(32.072)
Налоговый эффект		**(36.481)**	(1.240)
Чистый прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**414.430**	(33.312)
Прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах			
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами Группы		**(10.592)**	(5.688)
Переоценка актуарных (убытков)/прибыли по планам с установленными выплатами совместных предприятий		**(285)**	199
Налоговый эффект		**108**	1.179
Чистый прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**(10.769)**	(4.310)
Чистый прочий совокупный доход/(убыток) за год		**403.661**	(37.622)
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		**575.558**	1.120.835
Итого совокупный доход за год, приходящийся на:			
Акционеров Материнской Компании		**677.742**	1.159.447
Неконтрольную долю участия		**(102.184)**	(38.612)
		575.558	1.120.835
Прибыль на акцию – в тысячах тенге**			
Базовая и разводнённая	23	**0,28**	1,90

** Некоторые суммы приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, поскольку отражают произведенные реклассификации, информация о которых приводится в Примечании 3.*

*** Количество простых акций по состоянию на 31 декабря 2020 года и 31 декабря 2019 года составило 610.119.493.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2020	2019*
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	14	**4.369.745**	4.484.271
Активы в форме права пользования		**53.661**	38.379
Активы по разведке и оценке	15	**158.385**	179.897
Инвестиционная недвижимость		**22.826**	9.541
Нематериальные активы	16	**168.481**	171.172
Долгосрочные банковские вклады	17	**56.528**	52.526
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	18	**6.471.021**	5.590.384
Активы по отсроченному налогу	28	**58.590**	73.714
НДС к возмещению		**94.481**	133.557
Авансы за долгосрочные активы		**23.343**	73.367
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	21	**684.610**	615.546
Прочие долгосрочные финансовые активы		**11.651**	2.488
Прочие долгосрочные нефинансовые активы		**3.542**	17.162
		12.176.864	11.442.004
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	19	**228.065**	281.215
НДС к возмещению		**106.695**	74.049
Предоплата по подоходному налогу	28	**70.301**	54.517
Торговая дебиторская задолженность	20	**422.821**	397.757
Краткосрочные банковские вклады	17	**282.472**	359.504
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	21	**27.795**	138.719
Прочие текущие финансовые активы	20	**57.071**	63.555
Прочие текущие нефинансовые активы	20	**88.821**	198.539
Денежные средства и их эквиваленты	22	**1.145.864**	1.064.452
		2.429.905	2.632.307
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	14	**46.518**	7.604
		2.476.423	2.639.911
Итого активы		**14.653.287**	14.081.915

Учетная политика и примечания на страницах 9-91 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2020	2019*
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	23	**916.541**	916.541
Дополнительный оплаченный капитал	23	**8.981**	40.794
Прочий капитал		**58**	83
Резерв от пересчёта валюты отчётности		**2.146.035**	1.731.747
Нераспределённая прибыль		**5.636.705**	5.469.236
Относящийся к акционерам Материнской Компании		**8.708.320**	8.158.401
Неконтрольная доля участия	23	**(71.641)**	38.255
Итого капитал		**8.636.679**	8.196.656
Долгосрочные обязательства			
Займы	24	**3.716.892**	3.584.076
Резервы	25	**303.154**	273.589
Обязательства по отсроченному налогу	28	**555.894**	509.462
Обязательства по аренде		**45.499**	35.996
Прочие долгосрочные финансовые обязательства		**32.963**	16.365
Прочие долгосрочные нефинансовые обязательства		**28.831**	27.329
		4.683.233	4.446.817
Текущие обязательства			
Займы	24	**361.556**	253.428
Резервы	25	**63.235**	103.538
Подоходный налог к уплате	28	**8.967**	13.011
Торговая кредиторская задолженность	26	**536.922**	667.861
Прочие налоги к уплате	27	**130.263**	86.666
Обязательства по аренде		**16.971**	10.922
Прочие текущие финансовые обязательства	26	**86.440**	93.139
Прочие текущие нефинансовые обязательства	26	**129.021**	209.877
		1.333.375	1.438.442
Итого обязательства		**6.016.608**	5.885.259
Итого капитал и обязательства		**14.653.287**	14.081.915
Балансовая стоимость одной акции – в тысячах тенге	23	**13,880**	13,154

* *Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, поскольку отражают произведенные реклассификации, информация о которых приводится в Примечании 3.*

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря, 2020	2019
Операционная деятельность			
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности		**278.200**	1.384.631
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности		–	6
Прибыль до учета подоходного налога		**278.200**	1.384.637
Корректировки для выверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными средствами, полученными в результате операционной деятельности:			
Износ, истощение и амортизация	32	**360.283**	337.424
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	12	**243.694**	150.751
Финансовые затраты	13	**297.551**	317.433
Курсовая разница, нетто		**45.388**	4.142
Обесценение инвестиций в совместное предприятие	18	**30.654**	–
Расходы на разведку	12	**19.807**	57.068
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		**6.508**	6.430
Начисление обесценения НДС к возмещению	11	**6.435**	15.703
Изменения в финансовых гарантиях		**6.288**	(6.956)
НДС не взятый в зачет	11	**4.528**	6.910
Резерв под ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и прочим финансовым активам	11	**4.225**	14.096
Нереализованные убытки/(доходы) от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		**626**	(465)
Доход от выбытия дочерних организаций		**(519)**	(17.481)
Начисление/(восстановление) резерва на неликвидные запасы		**357**	(2.534)
Корректировка оплаты авансов полученных на поставку нефти		–	(864.450)
(Восстановление)/начисление убытка от обесценения прочих нефинансовых активов	11	**(65)**	42
Реализованный доход от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		**(22.946)**	(8.410)
Изменение в резервах		**(43.174)**	2.967
Финансовый доход	13	**(109.753)**	(240.880)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	6	**(511.195)**	(827.979)
Прочие корректировки		**317**	13
Операционная прибыль до корректировок оборотного капитала		**617.209**	328.461
Изменения в предоплате НДС к возмещению		**(3.993)**	(28.070)
Изменения в товарно-материальных запасах		**82.337**	11.710
Изменения в торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активах		**121.837**	11.466
Изменения в торговой и прочей кредиторской задолженности и контрактных обязательств		**(305.380)**	(23.578)
Изменения в прочих налогах к уплате		**34.066**	(19.916)
Денежные потоки, полученные от операционной деятельности		**546.076**	280.073
Дивиденды полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	18	**134.772**	126.461
Выплаты по производным финансовым инструментам, нетто		**(142)**	(7)
Подоходный налог уплаченный		**(87.984)**	(161.979)
Вознаграждение полученное		**90.798**	118.207
Вознаграждение уплаченное		**(236.987)**	(238.954)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		**446.533**	123.801

Учетная политика и примечания на страницах 9-91 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В миллионах тенге	Прим	За годы, закончившиеся 31 декабря 2020	2019
Инвестиционная деятельность			
Изъятие и размещение банковских вкладов, нетто		**104.107**	28.987
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов		**(396.406)**	(444.193)
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости, разведочных и оценочных активов и активов, предназначенных для продажи		**50.738**	42.776
Поступления денежных средств от продажи дочерних организаций, нетто		**8.710**	56.760
Взносы в уставной капитал совместных предприятий		**(6.586)**	(889)
Поступления денежных средств от продажи совместных предприятий		**5.966**	–
Займы, предоставленные связанным сторонам	29	**(57.485)**	(56.516)
Погашение займов, выданных связанным сторонам	29	**72.721**	47.656
(Приобретение)/изъятие долговых инструментов		**(292)**	454
Поступления от дебиторской задолженности по аренде		**1.404**	–
Поступления по Векселю к получению от акционера совместного предприятия		**11.512**	5.403
Чистые денежные потоки использованные в инвестиционной деятельности		**(205.611)**	(319.562)
Финансовая деятельность			
Поступления по займам	24	**676.979**	271.772
Погашение займов	24	**(807.355)**	(444.656)
Дивиденды выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК	23	**(81.738)**	(36.998)
Дивиденды выплаченные акционерам неконтрольной доли	23	**(4.553)**	(5.693)
Выкуп собственных акций дочерней организацией	23	**(212)**	(2.318)
Распределения в пользу Самрук-Казына	23	**(7.987)**	(36.297)
Погашения обязательств по основному долгу аренды		**(18.978)**	(16.181)
Погашения по финансовым гарантиям		**(1.383)**	–
Чистое движение денежных средств, использованных в финансовой деятельности		**(245.227)**	(270.371)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		**85.341**	(14.985)
Изменение в резерве под ожидаемые кредитные убытки		**376**	(279)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		**81.412**	(481.396)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		**1.064.452**	1.545.848
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		**1.145.864**	1.064.452

НЕДЕНЕЖНЫЕ И ПРОЧИЕ ОБОРОТЫ: ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

Следующие значительные неденежные и другие операции были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

Кредиторская задолженность за долгосрочные активы

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, кредиторская задолженность за приобретение основных средств увеличилась на 6.107 миллионов тенге (2019 год: увеличение на 97.382 миллиона тенге).

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам — *Д.С. Карабаев*

Главный бухгалтер — *А.С. Есбергенова*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2018 года	916.541	40.794	83	1.764.108	4.341.063	7.062.589	80.480	7.143.069
Применение МСФО 16	–	–	–	–	(4.268)	(4.268)	(910)	(5.178)
На 1 января 2019 года (пересчитано)	916.541	40.794	83	1.764.108	4.336.795	7.058.321	79.570	7.137.891
Чистая прибыль/(убыток) за год	–	–	–	–	1.197.157	1.197.157	(38.700)	1.158.457
Прочий совокупный (убыток)/доход	–	–	–	(32.361)	(5.349)	(37.710)	88	(37.622)
Итого совокупный доход/(убыток) за год	–	–	–	(32.361)	1.191.808	1.159.447	(38.612)	1.120.835
Дивиденды (*Примечание 23*)	–	–	–	–	(36.998)	(36.998)	(4.138)	(41.136)
Операции с Самрук-Казына *(Примечание 23)*	–	–	–	–	(14.184)	(14.184)	–	(14.184)
Распределения Самрук-Казына (*Примечание 23*)	–	–	–	–	(6.194)	(6.194)	–	(6.194)
Выкуп собственных акций дочерней компании	–	–	–	–	(1.991)	(1.991)	(473)	(2.464)
Взнос в уставный капитал дочерней компании без изменения доли владения акциями	–	–	–	–	–	–	1.908	1.908
На 31 декабря 2019 года	916.541	40.794	83	1.731.747	5.469.236	8.158.401	38.255	8.196.656

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчётности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2019 года	916.541	40.794	83	1.731.747	5.469.236	8.158.401	38.255	8.196.656
Чистая прибыль/(убыток) за год	–	–	–	–	273.237	273.237	(101.340)	171.897
Прочий совокупный доход/(убыток)	–	–	(25)	414.288	(9.758)	404.505	(844)	403.661
Итого совокупный доход/(убыток) за год	–	–	(25)	414.288	263.479	677.742	(102.184)	575.558
Дивиденды (*Примечание 23*)	–	–	–	–	(81.738)	(81.738)	(4.856)	(86.594)
Операции с Самрук-Казына (*Примечание 23*)	–	–	–	–	(11.617)	(11.617)	–	(11.617)
Распределения Самрук-Казына (*Примечание 23*)		–	–	–	(7.763)	(7.763)	–	(7.763)
Перевод трубопроводов, внесенных Правительством, в связи с расторжением договора доверительного управления (*Примечание 23*)	–	(17.323)	–	–	1.205	(16.118)	–	(16.118)
Перевод разницы между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного Компанией от Самрук-Казына, в связи с погашением (*Примечание 23*)	–	(10.971)	–	–	10.971	–	–	–
Перевод превышения справедливой стоимости над номинальной стоимостью займа, внесенного Самрук-Казына в связи с погашением (*Примечание 23*)	–	(3.519)	–	–	3.519	–	–	–
Резерв по пут опциону на продажу неконтрольной доли участия дочерней организацией	–	–	–	–	(10.750)	(10.750)	(2.481)	(13.231)
Выкуп собственных акций дочерней организацией	–	–	–	–	163	163	(375)	(212)
На 31 декабря 2020 года	916.541	8.981	58	2.146.035	5.636.705	8.708.320	(71.641)	8.636.679

Заместитель председателя Правления по экономике и финансам

Д.С. Карабаев

Главный бухгалтер

А.С. Есбергенова

Учетная политика и примечания на страницах 9-91 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее – «Компания», «АО НК «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является нефтегазовым предприятием Республики Казахстан (далее – РК), созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и постановления Правительства Республики Казахстан (далее – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния закрытых акционерных обществ «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» и «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в Компанию. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством РК, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлось акционерное общество «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук», которое в октябре 2008 года объединилось с акционерным обществом «Фонд Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав акционерное общество «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан приобрел 9,58% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2020 года Компания имеет доли участия в 61 операционной компании (на 31 декабря 2019 года: 54) (совместно «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, 8.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в разработке и реализации единой государственной политики в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, услуг для проведения нефтяных операций, переработки, нефтехимии, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 3*).

Данная консолидированная финансовая отчётность Группы была утверждена к выпуску Заместителем председателя Правления по экономике и финансам и Главным бухгалтером Компании 5 марта 2021 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до миллионов, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Заявление о соответствии (продолжение)

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководством Группы была принята во внимание текущая экономическая обстановка в мире с учетом наличия ряда неопределенностей, в том числе из-за влияния пандемии COVID-19. Руководство Группы придерживается принципа непрерывности деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность (далее – «функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в миллионах Казахстанских тенге (далее – «тенге»), который является валютой представления Группы.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчётов по таким операциям, и от пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчётную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Компании, входящие в Группу

Доходы и убытки, финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчётов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчётную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчётов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2020 года составил 420,91 за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2020 года (на 31 декабря 2019 года: 382,59 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 5 марта 2021 года составлял 419,66 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2020 года.

Следующие поправки были применены впервые в 2020 году:

- Поправка к *МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»*. Поправка вносит уточнение в понятие бизнеса, которое вводится стандартом и поясняет, что, чтобы считаться бизнесом, интегрированная совокупность видов деятельности и активов должна включать как минимум вклад и принципиально значимый процесс, которые вместе в значительной мере могут способствовать созданию отдачи. При этом поясняется, что бизнес не обязательно должен включать все вклады и процессы, необходимые для создания отдачи. Поправки применяются перспективно. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку текущая практика соответствует данным поправкам.
- Поправки к *МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»*, *МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»* и *МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»*. Поправки предусматривают ряд освобождений, которые применяются ко всем отношениям хеджирования, на которые реформа базовой процентной ставки оказывает непосредственное влияние. Реформа базовой процентной ставки оказывает влияние на отношения хеджирования, если в результате ее применения возникают неопределенности в отношении сроков возникновения и/или величины денежных потоков, основанных на базовой процентной ставке, по объекту хеджирования или по инструменту хеджирования. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку у нее отсутствуют отношения хеджирования, основанные на процентных ставках.
- Поправки к *МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»* и *МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»*. Данные поправки предлагают новое определение существенности. Искажение информации является существенным, если можно обоснованно ожидать, что оно повлияет на решения основных пользователей. Поскольку текущая практика соответствует данным поправкам, это не повлияет на консолидированную финансовую отчетность.
- Пересмотренная редакция *Концептуальных основ финансовой отчетности*. В частности, в пересмотренной редакции введены обновленные определения активов и обязательств, а также внесены уточненные определения доходов и расходов. Поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.
- Поправка к *МСФО (IFRS) 16 «Аренда»* под названием *«COVID-19: концессии в отношении договоров аренды»*. Поправка позволяет арендаторам не считать непосредственно связанные с COVID-19 концессии договоров аренды модификациями договора. Указанная поправка не оказала существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку у Группы не было существенных концессий договоров аренды, вызванных COVID-19.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Новые и измененные стандарты и интерпретации, еще не вступившие в силу

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил новый стандарт *МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»*. МСФО (IFRS) 17 представляет собой единое руководство по учету договоров страхования, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет одноименный стандарт МСФО (IFRS) 4. МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 г. и позднее. По ожиданиям Группы указанный новый стандарт не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В январе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к *МСБУ (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»* под названием «Классификация финансовых обязательств в качестве кратко- и долгосрочных». Принятая поправка уточняет критерии классификации обязательств в качестве долго- или краткосрочных. Поправка начинает действовать с 1 января 2023 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа уже применяет уточненные критерии.

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к *МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов»* под названием «Ссылки на Концептуальные основы финансовой отчетности». Принятая поправка заменяет ссылки в стандарте на актуальную версию Концептуальных основ финансовой отчетности, выпущенную в марте 2018 года, без существенных правок самого стандарта. Поправка начинает действовать с 1 января 2022 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к *МСБУ (IAS) 16 «Основные средства»* под названием «Основные средства: доход до начала целевого использования». Указанная поправка запрещает вычитать из стоимости объекта основных средств любую выручку от продажи продукции, произведенной во время доставки этого актива на место дальнейшего использования и доведения его до состояния готовности к эксплуатации. Вместо этого, поправка требует признания соответствующей выручки и затрат в Отчете о прибылях и убытках. Поправка начинает действовать с 1 января 2022 года и должна применяться ретроспективно. По ожиданиям Группы указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к *МСБУ (IAS) 37 «Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы»* под названием «Обременительные контракты: затраты на выполнение договора». Указанная поправка уточняет, какие затраты должны включаться при оценке того, является ли договор обременительным. Поправка начинает действовать с 1 января 2022 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В августе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправки к *МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»*, *МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»*, а также *МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования»* и *МСФО (IFRS) 16 «Аренда»* под названием «Процентные ставки. Реформа эталонов. Фаза 2». Поправки предоставляют ряд временных освобождений для составителей финансовой отчетности, связанных с переходом на безрисковую процентную ставку. Поправки начинают действовать с 1 января 2021 года. Досрочное применение разрешено. По ожиданиям Группы указанные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Кроме того, существует ряд поправок, выпущенных в рамках ежегодного проекта Совета по МСФО по улучшению международных стандартов, которые также еще не вступили в силу. К ним относятся следующие поправки: Поправка к *МСФО (IFRS) 1 «Первое применение МСФО»* под названием «Первое применение МСФО: дочернее общество впервые применяет МСФО»; поправка к *МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»* под названием «Вознаграждения при применении 10%-ного теста на необходимость прекращения признания финансового обязательства». По ожиданиям Группы указанные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Новые и измененные стандарты и интерпретации, еще не вступившие в силу (продолжение)

Поправки к *МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»* и *Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО «Формирование суждений о существенности»*. Поправки к *МСФО (IAS) 1* требуют, чтобы предприятия раскрывали существенные, а не значительные положения учетной политики. Поправки к *Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО* предоставляют указания о том, как применять концепцию существенности к раскрытию учетной политики.

Поправки к *МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»*. Поправки к *МСФО (IAS) 8* поясняют как предприятия должны разграничивать изменения в учетной политике и изменения в бухгалтерских оценках. Данное разграничение является важным, поскольку изменения в бухгалтерских оценках применяются перспективно и только по отношению к будущим операциям и прочим будущим событиям, в то время как, изменения в учетной политике, как правило, применяются ретроспективно по отношению к прошлым операциям и прочим прошлым событиям.

Поправки *к МСФО (IAS) 1* и *МСФО (IAS) 8* вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2023 года, досрочное применение разрешено.

Группа не применяла досрочно какие-либо стандарты, интерпретации или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

В соответствии с *МСФО (IAS) 8* «*Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки*» Группа решила добровольно применить изменения в учетной политике по представлению консолидированной финансовой отчетности для улучшения представления финансовой информации и произвела реклассификации, которые не оказали влияния на чистую прибыль или совокупный доход за год или капитал.

Изменения в представлении консолидированного отчёта о совокупном доходе

В 2020 году Группа приняла решение отражать отдельной строкой *Расходы по разведке*, которые ранее отражались в составе *Расходов на обесценение основных средств, нематериальных активов и разведочных активов*. Соответственно, сравнительная информация в консолидированном отчете о совокупном доходе, *Примечаниях 12 и 15* была изменена для соответствия с презентацией 2020 года.

Изменения в представлении консолидированного отчёта о финансовом положении

В 2020 году Группа решила представить раздельно прочие финансовые и нефинансовые текущие активы, прочие финансовые и нефинансовые долгосрочные и текущие обязательства. Соответственно, сравнительная информация в консолидированном отчете о финансовом положении была изменена для соответствия с презентацией 2020 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Изменение в оценках в соответствии со взносом газопроводов по договорам доверительного управления от государственных органов

В предыдущие годы Группа применяла суждение при определении того, следует ли признавать трубопроводы, переданные Группе по договорам доверительного управления («ДДУ») с местными исполнительными органами («МИО») и департаментами Комитета государственного имущества и приватизации («КГИП»), в качестве активов, контролируемых Группой. Суждение заключалось в том, что ДДУ является краткосрочным механизмом для предоставления Группе контроля над трубопроводами на период завершения передачи права собственности на трубопроводы Группе. Группа ожидала, что данные газопроводы впоследствии будут переданы от Государства в Самрук-Казына, а затем Группе в короткие сроки. Это решение было подтверждено условиями Меморандума о взаимопонимании, подписанного в 2017 году с МИО, согласно которому все риски и вознаграждения переходят Группе, включая обязательство уплаты налога на имущество и права при формировании тарифов.

В 2020 году произошли следующие значительные изменения в фактах и обстоятельствах, которые подтверждали первоначальное суждение:

- Срок действия первоначального ДДУ истек без продления, газопроводы были возвращены в МИО, хотя изначально предполагалось что Группа получит право собственности на активы;
- Активы, полученные по ДДУ, не были переданы в республиканскую собственность (в КГИП) и в дальнейшем в Самрук-Казына в короткие сроки, как это ожидалось. Это выявило что, механизм передачи не был временной мерой для предоставления Группе прав собственности до формальной передачи правового титула.
- Срок действия указанного меморандума истек.

На основании этого Группа пришла к выводу, что, начиная с 2020 года, первоначальное суждение больше не актуально и, фактически, после продления ДДУ Группа больше не контролирует трубопроводы, предоставленные МИО. В соответствии с *МСБУ (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»* изменение суждения не представляет собой ошибку в бухгалтерском учете и, следовательно, должно учитываться перспективно.

В результате, в 2020 году Группа прекратила признание всех трубопроводов, полученных в рамках таких ДДУ, по их балансовой стоимости на указанную дату и, соответственно, уменьшила дополнительный оплаченный капитал на 17.323 миллиона тенге (*Примечание 23*). Изменение суждения влияет на текущие и будущие отчетные периоды, и если бы изменение суждения не произошло в 2020 году, то капитал и основные средства на конец текущего отчетного периода были бы больше на 15.873 миллиона тенге, влияние на отчет о совокупном доходе текущего и будущего отчетного периода незначительно.

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2020 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия: - наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций); - наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с ее изменением; - наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации (продолжение)

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций: - соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций; - права, обусловленные другими соглашениями; - права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе. Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в консолидированный отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации. Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвил), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

Дочерние организации

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 гг. следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения 2020	Доля владения 2019
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (КМГ РД)	Разведка и добыча	Казахстан	**99,72%**	99,70%
ТОО «КазМунайТениз»	Разведка и добыча	Казахстан	**100%**	100%
ТОО «КМГ Карачаганак» (Карачаганак)	Разведка и добыча	Казахстан	**100%**	100%
АО «КазТрансОйл» (КТО)	Транспортировка нефти	Казахстан	**90%**	90%
ТОО «КазМорТрансФлот» (КМТФ)	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	**100%**	100%
АО «КазТрансГаз» (КТГ)	Транспортировка газа	Казахстан	**100%**	100%
Cooperative KazMunayGas PKI U.A.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	**100%**	100%
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ)	Переработка	Казахстан	**99,53%**	99,53%
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (ПНХЗ)	Переработка	Казахстан	**100%**	100%
KMG International N.V. (КМГИ)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	**100%**	100%
ТОО «КазМунайГаз Онимдери» (КМГО)	Реализация нефтепродуктов	Казахстан	**100%**	100%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис»	Сервисные проекты	Казахстан	**100%**	100%
ТОО «KMG Drilling&Services» (КМГ Дриллинг)	Услуги по бурению	Казахстан	**100%**	100%

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО 9, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе прибыли или убытка в соответствии с МСФО 9. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 9, оно оценивается по справедливой стоимости в составе прибыли или убытка. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвил, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвил (продолжение)

Объединение бизнеса, происходящее поэтапно

На дату приобретения неконтрольная доля участия в приобретаемой организации переоценивается до справедливой стоимости с признанием соответствующего дохода или расхода в составе прибыли или убытка. При объединении бизнеса, происходящего поэтапно покупатель рассчитывает гудвил на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма: (i) переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения в соответствии с *МСФО (IFRS) 3* «Объединение бизнеса»; (ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации в соответствии с этим стандартом; (iii) справедливой стоимости на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации.

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвил, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Совместно-контролируемые операции

Совместная операция – это тип совместного предпринимательства, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В отношении своих интересов в совместных операциях Группа признает: Активы, включая свою долю в совместных активах; Обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах; Свою выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместных операций; Свою долю выручки от продажи продукции совместных операций; Свои расходы, включая долю в совместно понесенных расходах.

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики. Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия (СП). Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль. Совместный контроль может присутствовать при владении меньше 50% в СП.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированную компанию и СП учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвил, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о консолидированном совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного дохода таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в СП или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в СП или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе по статье «Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

В случае потери значительного влияния над СП или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в СП или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если: его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла; он предназначен в основном для целей торговли; его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода. Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных.

Обязательство является краткосрочным, если: его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла; оно удерживается в основном для целей торговли; оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода. Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные до приобретения прав недропользования (лицензий)

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены. Затраты, понесенные после подписания соответствующего соглашения с Правительством РК, капитализируются в составе разведочных и оценочных активов.

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество или нематериальные активы, как затраты на разработку.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если ожидаемые запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

Затраты, связанные с разведкой и оценкой (продолжение)

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения.

При определении доказанных запасов и принятия решения о разработке, соответствующие затраты, связанные с разведкой и оценкой переносятся в нефтегазовые активы после теста на обесценение и признается убыток от обесценения.

При отсутствии таких намерений, и при принятии решения вернуть контрактную территорию Правительству и расторгнуть контракты на недропользование, активы списываются на расходы.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе нефтегазового имущества, как затраты на разработку.

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов и земли, в основном включают землю, здания, машины и оборудование, транспортные средства и прочие, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	2-100 лет
Машины и оборудование	2-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет
Земля	Не амортизируется

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвил. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвил, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена. Гудвил тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвил определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвил не может быть восстановлен в будущих периодах.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвил, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность (продолжение)

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются отдельно в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии данный актив амортизируется, так же как капитализированные затраты, по производственным средствам и средствам транспортировки на основе соответствующего метода амортизации.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ССЧПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток (ССЧПУ). Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик, контрактных денежных потоков по финансовому активу, и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Первоначальное признание и оценка (продолжение)

Для того, чтобы долговой финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента. Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет будут ли денежные потоки следствием получения, предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого. Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на две категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

У Группы отсутствуют финансовые активы, учитываемые по ССЧПСД.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обусловливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения. К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы, выданные связанным сторонам и банковские вклады.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включает некоторые займы, выданные Группой связанным сторонам и содержащие производные финансовые инструменты. Финансовые активы, денежные потоки по которым не являются исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов, классифицируются и оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток независимо от используемой бизнес-модели. Несмотря на критерии для классификации долговых инструментов по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через ПСД, как описано выше, долговые инструменты могут быть классифицированы как учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток при первоначальном признании в том случае, если такого рода классификация устраняет или существенно уменьшает несоответствие в учете.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибыли или убытка.

Прекращение признания

Финансовый актив прекращает признаваться (исключается из консолидированного отчета о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой. Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ОКУ рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися Группе в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированная с использованием ставки, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставки по данному активу.

Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ОКУ). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ОКУ за весь срок).

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ОКУ за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учетом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения, предусмотренных договором денежных потоков.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, при первоначальном признании, классифицируются соответственно, как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты, заимствования и задолженность, или производные инструменты.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Договоры финансовой гарантии

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учётом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: оценочного резерва под ожидаемые кредитные убытки, рассчитанного в соответствии с МСФО 9, и признанной суммы за вычетом накопленной амортизации, если таковая имеется.

Прекращение признания финансовых обязательств

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по обязательствам перед Правительством

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционерам» в составе капитала.

Выплаты работникам

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выплаты работникам (продолжение)

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницами между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как финансовые затраты. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами. Актуарные прибыли и убытки по прочим долгосрочным вознаграждениям работникам признаются в составе прибыли или убытка. Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

Признание выручки

Выручка признается, когда (или как) Группа выполняет обязательство по исполнению, передав обещанный товар или услугу (то есть актив) покупателю. Актив передается, когда (или в качестве) покупатель получает контроль над этим активом, что обычно происходит при передаче права собственности, при условии, что цена контракта является фиксированной или определяемой, а возможность получения дебиторской задолженности обоснованно обеспечена. В частности, доходы от реализации сырой нефти и газа, а также нефтепродуктов и прочих товаров, как правило, признаются при переходе права собственности на них. Для экспортных продаж право собственности, как правило, переходит на границе Республики Казахстан. Выручка оценивается по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, с учетом суммы любых торговых скидок, скидок за объем и возмещаемых налогов.

Продажи вспомогательных услуг признаются по мере оказания услуг при условии, что цена услуги может быть определена, и нет существенной неопределенности относительно получения доходов.

Процентный доход и расход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, процентный доход и процентный расход отражаются по эффективной процентной ставке («ЭПС»). ЭПС - ставка при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода и процентный расход отражается в составе финансового расхода в консолидированном отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность представляет собой право Группы на сумму возмещения, которая является безусловной (т. е. для наступления срока оплаты возмещения требуется только время).

Договорные обязательства

Договорное обязательство - это обязательство передать товары или услуги покупателю, за которые Группа получила возмещение (или сумму возмещения) от покупателя. В случае, когда покупатель выплачивает возмещение до того момента когда Группа передаст покупателю товар или услугу, Группа признает договорное обязательство в момент осуществления платежа или в момент, когда платеж становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что наступит раньше). Договорные обязательства признаются выручкой, когда Группа выполняет свои обязательства по договору.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог. Активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату. Текущий корпоративный подоходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для КПН, так и для НСП. Отсроченный НСП рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы. Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о совокупном доходе. Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу. Отсроченные налоговые активы признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будет обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования.

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся к акционерам Группы и на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

Прочие распределения акционерам

Затраты, понесенные Группой в соответствии с Постановлениями Правительства по Поручению Президента РК или решениями или инструкциями Самрук-Казына, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов и предназначенные для передачи Акционерам).

События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

Влияние пандемии COVID-19 и углеводородного рынка 2020 года

Влияние COVID-19 и неблагоприятных тенденций мирового углеводородного рынка было проанализировано во время подготовки данной консолидированной финансовой отчетности как часть оценки непрерывности деятельности. Для оценки данного допущения Группа провела прогноз ликвидности на основании нескольких стресс тестов. И в результате были проведены тесты на обесценение в сегментах разведки и добычи нефти и переработки.

Принятые допущения* при проведении *теста на обесценение

Долгосрочные допущения Группы в отношении прогнозируемых цен на нефть марки Brent, обменного курса тенге к доллару США и показателей инфляции были пересмотрены и основаны на прогнозах внешних источников и оценках независимых исследовательских организаций, прогнозирующих долгосрочные рыночные ожидания. Расчеты объемов производства основаны на доказанных разработанных и неразработанных запасах дочерних организаций, а также на доказанных и вероятных запасах для существенных совместных предприятий и ассоциированных компаний. Период добычи определяется либо датой истечения срока действия контрактов на недропользование, либо периодом продления срока действия лицензии, на которую Группа имеет намерения продлить срок действия лицензии. Оценочные объемы производства основаны на производственных планах Группы, которые, в основном, используются для подачи заявок на продление срока действия контрактов на недропользование.

Ставки дисконтирования были рассчитаны на основе средневзвешенной стоимости капитала отдельной единицы, генерирующей денежные потоки, и варьировались от 7,77% до 14,50% в зависимости от функциональной валюты, периода производства, премии за риск, коэффициента бета и соотношение собственных и заемных средств соответствующей единицы, генерирующей денежные средства («ЕГДС»).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Влияние пандемии COVID-19 и углеводородного рынка 2020 года

Принятые допущения* при проведении *теста на обесценение

Долгосрочные ценовые допущения были приняты на основе Блумберг консенсус, также как и краткосрочные допущения, по которым цены, в реальных показателях 2020 года, представлены ниже:

	2021	2022	2023	2024	2025
Нефть марки Brent ($/баррель)	**48**	**54.5**	**54**	**56**	**57**

В сегменте *Разведка и добыча нефти и газа* расходы по обесценению, нетто, составили 91.094 миллиона тенге в 2020 году. Расходы на обесценение в основном относятся к добывающим активам и в основном возникли в результате изменений допущений Группы относительно цен на нефть и газ и включают 60.440 миллионов тенге, относящихся к АО "Эмбамунайгаз", дочерней компании Группы (ЭМГ) *(Примечание 12)*, и 30.654 миллиона тенге, относящихся к СП и ассоциированной компании Группы *(Примечание 18)*. Доля Группы в расходах на обесценение, возникающих в компаниях, учитываемых в составе собственного капитала, составила 16.818 миллионов тенге и в основном приходилась на компанию ПетроКазахстан Инк. Возмещаемые стоимости данных ЕГДС были рассчитаны на основе метода ценности использования.

В сегменте *Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов* в 2020 году были признаны расходы по обесценению в размере 162.455 миллионов тенге, что представляет собой частичное обесценение нефтеперерабатывающих активов KMGI в связи со снижением маржи переработки после локдауна, вызванного COVID-19 *(Примечание 12)*. Возмещаемая стоимость этих активов для целей проверки на обесценение была определена исходя из справедливой стоимости за вычетом расходов на выбытие.

Запасы большинства нефтяных и нефтеперерабатывающих активов чувствительны к изменениям цен или другим допущениям. Изменения в течение следующих финансовых периодов могут привести к тому, что возмещаемая стоимость этих активов превысит или окажется ниже чем их текущая балансовая стоимость, и, следовательно, существует риск восстановления или начисления обесценения в тех периодах. Чувствительность к ключевым допущениям была раскрыта в *Примечании 12* по существенным ЕГДС Группы, по которым в 2020 году было признано обесценение. Тестирование на обесценение проводится независимыми квалифицированными оценщиками на ежегодной основе.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Подробная информация о ежегодных результатах теста на обесценение раскрыта в *Примечании 12.*

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

Группа оценивает активы или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах свидетельствуют, что их стоимость не может быть возмещена. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть, ставки дисконта, будущая потребность в капитале, операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи), которые подвержены риску и неопределенности. В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании, и не применимы в целом.

ЕГДС KMGI, включая гудвил

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов, Группа провела тест на обесценение гудвила и всех подразделений КМГИ, в том числе реализация нефтепродуктов, переработка и прочие ввиду наличия индикаторов обесценения. В результате анализа на обесценение возмещаемая стоимость подразделений КМГИ превысила их балансовую стоимость, за исключением ЕГДС *«КМГИ Переработка» (Примечание 12).*

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

ПНХЗ, включая гудвил

На 31 декабря 2020 и 2019 годов, Группа имеет гудвил в размере 88.553 миллиона тенге, связанный с приобретением ПНХЗ *(Примечание 1б)*. В декабре 2020 и 2019 годов Группа провела ежегодное тестирование гудвила ПНХЗ. При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз объемов переработки сырой нефти, тарифы по нефтепереработке, капитальные затраты и другие факторы. ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования в 2020 году 10,79% (2019: 9,7%) была рассчитана на основании средневзвешенной стоимости капитала до налогов. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемные средства, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала исходит из ожидаемой отдачи от инвестиций. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах ПНХЗ. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2029 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ до 2021-2025 года, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. Значительная часть этих денежных потоков после 2025 года прогнозировалась путем применения ожидаемого уровня инфляции 2020 года: 5.53% (2019: 5,49%), исключая капитальные затраты, которые основаны на наилучшей оценке управления на дату оценки. По состоянию на 31 декабря, 2020 и 2019 годов возмещаемая стоимость гудвила ПНХЗ, рассчитанная на основе ценности от использования, превысила балансовую стоимости, соответственно, не было признано обесценения.

Чувствительность к изменениям в предположениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости гудвила ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями ставки дисконтирования, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1% до 11,89% и понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 1% от 34% до 35% не приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ до его балансовой стоимости.

Прочие ЕГДС

Пересмотр цен на сырьевые товары Группы и других допущений не привел к возникновению расходов на обесценение в других сегментах ЕГДС *Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов.*

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие Казахстанскому рынку.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 *«Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах»*.

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2020 года были в интервале от 2,00% до 7,3% и от 3,68% до 11,00% соответственно (31 декабря 2019 года: 2,01% до 5,49% и от 4,43% до 8,95% соответственно). По состоянию на 31 декабря 2020 года балансовая стоимость резерва Группы на обязательства по ликвидации нефтегазовых активов составила 66.177 миллионов тенге (на 31 декабря 2019 года: 54.165 миллионов тенге) (*Примечание 25*).

Магистральные нефтепроводы и газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, в основном, КТО и АО «Интергаз Центральная Азия», являющаяся дочерней организацией КТГ, имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации. По состоянию на 31 декабря 2020 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 113.558 миллионов тенге (на 31 декабря 2019 года: 100.229 миллионов тенге) (*Примечание 25*).

Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2020 и 2021 годов. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 25*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных обязательств по вознаграждениям работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резервы по прочим налогам, кроме подоходного налога входят в состав резервов по налогам, раскрытых в *Примечании 25*. Условные обязательства по прочим налогам, кроме подоходного налога раскрываются в *Примечании 31*. Резервы и условные обязательства по подоходному налогу входят в состав и раскрываются как обязательства по подоходному налогу или условные обязательства (*Примечания 28 и 31*).

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 *«Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки»*.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в *Примечании 30*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ВЫРУЧКА

В миллионах тенге	2020	2019
Тип товара и услуги		
Продажа сырой нефти и газа	**2.467.391**	3.966.941
Продажа нефтепродуктов	**1.337.579**	2.043.848
Услуги по транспортировке нефти и газа	**289.880**	389.496
Услуги по переработке нефти и нефтепродуктов	**193.659**	195.896
Прочие доходы	**267.528**	262.675
	4.556.037	6.858.856
Географический рынок		
Казахстан	**950.298**	1.212.267
Другие страны	**3.605.739**	5.646.589
	4.556.037	6.858.856

6. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В миллионах тенге	2020	2019
ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)	**175.339**	168.086
ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО)	**173.476**	414.940
Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)	**81.582**	70.869
Газопровод Бейнеу – Шымкент (ГБШ)	**55.005**	56.194
«Мангистау Инвестмент Б.В.» (МИБВ)	**16.749**	81.991
ТОО «КазГерМунай» (КГМ)	**15.622**	17.561
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (ККТ)	**10.380**	3.313
ТОО «Тениз Сервис» (Тениз Сервис)	**3.891**	6.742
ТОО «Казахойл-Актобе» (КОА)	**2.448**	9.722
ТОО «КазРосГаз» (КРГ)	**957**	18.091
Valsera Holdings B.V. (Валсера)	**(6.137)**	(6.107)
КМГ Кашаган Б.В. (Кашаган)	**(6.961)**	13.114
«ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ)	**(8.812)**	(18.244)
Ural Group Limited (УГЛ)	**(10.265)**	(18.895)
Доля в доходах прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	**7.921**	10.602
	511.195	827.979

7. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПОКУПНОЙ НЕФТИ, ГАЗА, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРОЧИХ МАТЕРИАЛОВ

В миллионах тенге	2020	2019
Покупная нефть для перепродажи	**1.311.169**	2.448.412
Покупной газ для перепродажи	**380.261**	493.280
Стоимость нефти для переработки	**313.543**	638.293
Материалы и запасы	**226.223**	217.138
Покупные нефтепродукты для перепродажи	**45.870**	116.621
	2.277.066	3.913.744

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

8. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	2020	2019
Расходы по заработной плате	339.877	338.120
Услуги по ремонту и обслуживанию	114.700	129.450
Электроэнергия	83.290	88.910
Транспортные расходы	42.507	30.456
Расходы по краткосрочной аренде	37.743	52.091
Прочие	122.669	82.666
	740.786	721.693

9. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

В миллионах тенге	2020	2019
Экспортная таможенная пошлина	71.746	131.326
Налог на добычу полезных ископаемых	59.374	100.300
Рентный налог на экспорт сырой нефти	41.120	133.144
Прочие налоги	97.319	89.525
	269.559	454.295

10. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В миллионах тенге	2020	2019
Транспортировка	415.842	374.686
Расходы по заработной плате	12.811	12.542
Прочие	29.533	33.174
	458.186	420.402

11. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	2020	2019
Расходы по заработной плате	74.704	78.055
Консультационные услуги	23.402	25.448
Расходы по обслуживанию	8.655	8.711
Обесценение НДС к возмещению	6.435	15.703
Социальные выплаты	5.961	8.933
НДС не взятый в зачет	4.528	6.910
Услуги связи	3.809	2.963
Начисление резерва под ОКУ по торговой дебиторской задолженности и текущим финансовым активам (*Примечание 20*)	4.225	14.096
(Восстановление)/начисление убытка от обесценения по прочим нефинансовым текущим активам (*Примечание 20*)	(65)	42
Начисление/(восстановление) резерва по налогам, штрафам и пени	44	(19.755)
Провизия по судебному иску КМГ Дриллинг с Консорциумом (*Примечание 31*)	–	34.132
Прочие	38.510	38.729
	170.208	213.967

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года расходы по заработной плате составили 427.392 миллионов тенге (2019: 428.717 миллионов тенге) и были отражены в составе производственных расходов, расходов по транспортировке и реализации и общих и административных расходов в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ И АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ И РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ

В миллионах тенге	**2020**	2019
Расходы от обесценения		
Основные средства *(Примечание 14)*	**220.913**	144.482
Активы по разведке и оценке *(Примечание 15)*	**16.389**	171
Инвестиционная недвижимость	**142**	(142)
Нематериальные активы *(Примечание 16)*	**6.250**	6.240
	243.694	150.751
Расходы по разведке (списание активов по разведке и оценке) *(Примечание 15)*		
Браунфилды в РД КМГ	**19.692**	18.888
Проект «Жемчужина»	**–**	38.180
Проекты «Самтыр», «Жайык», «Сарайшык», «Забурение»	**115**	–
	19.807	57.068
	263.501	207.819

По следующим ЕГДС были признаны убытки:

В миллионах тенге	**2020**	2019
ЕГДС КМГИ Переработка	**162.455**	93.587
ЕГДС ЭМГ	**60.440**	–
Самоходные баржи *Сункар*, *Барыс* и *Беркут* (Баржи)	**10.297**	11.837
Самоподъёмная плавучая буровая установка Сатти (СПБУ Сатти)	**–**	24.505
ЕГДС Батумский нефтяной терминал (ЕГДС БНТ)	**–**	12.583
Прочие	**10.502**	8.239
	243.694	150.751

ЕГДС КМГИ Переработка

В 2020 и 2019 годах, Группа провела тест на обесценение ЕГДС «КМГИ Переработка». Группа учитывала прогнозируемую маржу нефтеперерабатывающих заводов и объемы производства, наряду с другими факторами, при рассмотрении признаков на обесценение. Возмещаемая стоимость ЕГДС «КМГИ Переработка» была определена на основе справедливой стоимости за вычетом расходов на выбытие (ССВРВ), которая была рассчитана с использованием метода дисконтированных денежных потоков. Ключевые допущения, использованные в ССВРВ для ЕГДС «КМГИ Переработка», были операционная прибыль, ставка дисконтирования и темпы роста, использованные для экстраполяции денежных потоков после бюджетного периода. Ставка дисконтирования применённая к прогнозам движения денежных средств для ЕГДС «КМГИ Переработка» составила 10,7% (2019: 9,6%) и денежные потоки за 5-летним периодом были экстраполированы с использованием темпов роста 2,2% (2019: 1,9%), что соответствует долгосрочным средним темпам роста по отрасли. Ставка капитализации, используемая для остаточной стоимости, составили 8,5% (2019: 7,7%). Для целей теста на обесценение, Группа обновила прогнозируемые денежные потоки, чтобы отразить снижение прогнозируемой маржи нефтеперерабатывающего завода и изменение ставки дисконтирования после налогообложения. В 2020 году, на основании результатов теста Группа признала убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 155.544 миллиона тенге и 6.911 миллионов тенге, соответственно (2019: 86.946 миллионов и 6.641 миллион тенге).

Анализ чувствительности

Дополнительное обесценение может быть начислено если средневзвешенная стоимость капитала увеличится более чем на 2,3 пункта до 13%, или операционная прибыль снизится более чем на 28,4%.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ И АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ И РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ (продолжение)

ЕГДС ЭМГ

В 2020 году, ЭМГ провела оценку возмещаемой стоимости основных средств и активов по разведке и оценке в связи с наличием признаков обесценения, как снижение прогнозируемых цен на нефть. ЭМГ рассчитала возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтирования денежных потоков по методу ценности использования. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозам движения денежных средств, составляла 14,4%. 5-летний бизнес-план использовался в качестве основного источника информации и содержит прогнозы по добыче сырой нефти, объемам продаж, доходам, расходам и капитальным затратам. В результате данной оценки балансовая стоимость активов превысила их оценочную возмещаемую стоимость на 60.440 миллионов тенге, и, соответственно, было признано обесценение основных средств на сумму 44.098 миллионов тенге и активов по разведке и оценке на сумму 16.342 миллиона тенге в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Анализ чувствительности

Дополнительное обесценение может быть начислено если средневзвешенная стоимость капитала увеличится более чем на 1 пункт до 15,4% или цена Brent снизится на 1%.

Баржи

Возмещаемая стоимость барж была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, которые будут получены от барж до конца срока действия действующих и вероятных контрактов, используемая ставка дисконтирования составила 11,3% (2019: 10,05%). В результате теста, за год, закончившийся 31 декабря 2020 года, Группа признала убыток от обесценения барж «Сункар», «Барыс» и «Беркут» в размере 10.297 миллионов тенге (2019: 11.837 миллион тенге по баржам «Сункар» и «Беркут»).

СПБУ Сатти

Возмещаемая стоимость СПБУ «Сатти» была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, ожидаемых от буровой установки. Прогнозируемые денежные потоки основаны на бюджете, утвержденном руководством Группы за период 2020-2024 годы и на оценочных прогнозах на период полезного использования буровой установки до 2041 года, экстраполированные на инфляцию, при ставке дисконтирования 12,5%. В результате данного анализа в 2019 году руководство Группы признало убыток от обесценения в размере 24.505 миллионов тенге. По состоянию на 31 декабря 2020 года возмещаемая стоимость СПБУ «Сатти» превысила ее балансовую стоимость.

ЕГДС БНТ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа признала убыток от обесценения в размере 12.583 миллиона тенге используя метод ССВРВ в отношении ЕГДС БНТ. Обесценение было вызвано снижением объемов перевалки нефти в постпрогнозном периоде. По состоянию на 31 декабря 2020 года возмещаемая стоимость ЕГДС БНТ превысила ее балансовую стоимость.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

13. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

В миллионах тенге	2020	2019
Процентный доход по вкладам в банках, финансовым активам, займам и облигациям	**86.067**	99.274
Амортизация выпущенных финансовых гарантий	**6.497**	1.974
Всего процентный доход	**92.564**	101.248
Дисконт по займам со ставкой ниже рыночной *(Примечание 24)*	**11.002**	7.781
Прибыль от выкупа облигаций *(Примечание 24)*	**927**	–
Прекращение признания обязательств по займу *(Примечание 24)*	–	111.476
Списание по выпущенным финансовым гарантиям в связи с существенной модификацией	–	13.573
Прочие	**5.260**	6.802
	109.753	240.880

Финансовые затраты

В миллионах тенге	2020	2019
Процентный расход по займам и облигациям	**239.855**	235.728
Процентный расход по договорам аренды	**3.438**	3.916
Процентный расход по договору поставки нефти	–	19.541
Всего процентный расход	**243.293**	259.185
Вознаграждение за выкуп облигаций *(Примечание 24)*	**21.057**	–
Амортизация дисконта обязательств по выбытию активов, экологических обязательств и прочих резервов *(Примечание 25)*	**13.373**	13.819
Дисконт по актуарным обязательствам *(Примечание 25)*	**3.605**	3.559
Выпущенные финансовые гарантии	–	11.341
Прочие	**16.223**	29.529
	297.551	317.433

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
По состоянию на 1 января, 2019	1.081.676	787.813	1.550.680	263.204	394.602	116.561	44.124	275.986	4.514.646
Пересчёт валюты отчетности	(2.749)	(173)	(1.115)	(306)	374	(314)	(50)	–	(4.333)
Изменения в учетной оценке	13.006	12.156	–	27	–	–	19	–	25.208
Поступления	48.725	6.370	794	10.615	11.190	5.076	6.400	345.236	434.406
Выбытия	(24.598)	(2.161)	(4.100)	(15.970)	(7.534)	(3.455)	(7.200)	(1.088)	(66.106)
Расходы по износу	(85.565)	(28.859)	(121.306)	(17.969)	(37.832)	(11.608)	(10.601)	–	(313.740)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14.198	1.794	4.039	11.148	7.085	3.141	6.733	325	48.463
(Обесценение)/восстановление обесценения (*Примечание 12*)	(4.911)	228	(86.946)	(5.277)	(31.068)	(13.140)	(1.057)	(2.311)	(144.482)
Переводы из/(в) активы, классифицированные как предназначенные для продажи	18	–	(81)	(10.610)	(18.390)	(6.493)	(65)	–	(35.621)
Перевод из/(в) инвестиционную недвижимость	215	–	–	16.314	144	–	2.356	(39)	18.990
Перевод из/(в) запасов, нетто	35	(35)	4.435	1	362	13	666	3.295	8.772
Переводы из активов по разведке и оценке (*Примечание 15*)	1.743	–	–	–	–	–	–	1.024	2.767
Переводы (в)/из нематериальных активов (*Примечание 16*)	(145)	–	(64)	–	–	–	97	(4.587)	(4.699)
Переводы и реклассификации	8.115	26.584	35.325	49.478	138.878	7.856	64.864	(331.100)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1.049.763	803.717	1.381.661	300.655	457.811	97.637	106.286	286.741	4.484.271
Первоначальная стоимость	2.032.972	1.028.456	2.408.000	568.723	841.626	226.215	222.426	336.772	7.665.190
Накопленный износ и обесценение	(983.209)	(224.739)	(1.026.339)	(268.068)	(383.815)	(128.578)	(116.140)	(50.031)	(3.180.919)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1.049.763	803.717	1.381.661	300.655	457.811	97.637	106.286	286.741	4.484.271

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	**1.049.763**	**803.717**	**1.381.661**	**300.655**	**457.811**	**97.637**	**106.286**	**286.741**	**4.484.271**
Пересчёт валюты отчётности	50.582	3.992	39.281	6.928	3.404	2.973	7.033	15.034	**129.227**
Изменения в учетной оценке	6.785	5.914	–	28	–	–	–	–	**12.727**
Поступления	4.738	1.967	2.176	4.455	6.901	5.439	2.561	404.519	**432.756**
Выбытия	(17.138)	(18.212)	(10.829)	(4.412)	(4.135)	(1.887)	(2.783)	(2.533)	**(61.929)**
Расходы по износу	(109.846)	(29.297)	(119.746)	(19.746)	(37.922)	(11.085)	(11.163)	–	**(338.805)**
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	13.876	1.893	10.364	3.352	4.007	1.720	2.521	1.356	**39.089**
Обесценение *(Примечание 12)*	(37.887)	(731)	(155.544)	(5.101)	(1.366)	(11.766)	(1.750)	(6.768)	**(220.913)**
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(834)	(14.777)	(71.856)	(86)	(228)	(1.400)	**(89.181)**
Перевод из/(в) запасов, нетто	42	(28)	1.619	–	264	(54)	532	2.541	**4.916**
Переводы из активов по разведке и оценке *(Примечание 15)*	67	–	–	–	–	–	–	–	**67**
Переводы в нематериальные активы, нетто *(Примечание 16)*	–	–	(96)	–	–	–	(619)	(2.558)	**(3.273)**
Переводы в инвестиционную недвижимость	–	–	–	(19.207)	–	–	–	–	**(19.207)**
Переводы и реклассификации	122.633	39.542	23.058	37.527	96.713	1.770	9.557	(330.800)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	**1.083.615**	**808.757**	**1.171.110**	**289.702**	**453.821**	**84.661**	**111.947**	**366.132**	**4.369.745**
Первоначальная стоимость	2.232.770	1.063.532	2.537.233	591.757	880.230	235.520	244.801	422.492	8.208.335
Накопленный износ и обесценение	(1.149.155)	(254.775)	(1.366.123)	(302.055)	(426.409)	(150.859)	(132.854)	(56.360)	(3.838.590)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	**1.083.615**	**808.757**	**1.171.110**	**289.702**	**453.821**	**84.661**	**111.947**	**366.132**	**4.369.745**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Поступления

За 2020 год поступления в незавершенное строительство, в основном, относятся к бурению скважин в ОМГ, ЭМГ и Карачаганак на общую сумму 148.593 миллиона тенге, строительству компрессорных станций в КТГ на сумму 113.844 миллиона тенге в рамках проектов «Бейнеу-Бозой-Шымкент и Бухара-Урал» и «Реконструкция подземного резервуара «Бозой»», замене трубопровода «Прорва-Кульсары» и «Узень-Атырау-Самара» на сумму 43.247 миллионов тенге в КТО и ремонту производственного комплекса Rompetrol Rafinare на сумму 51.617 миллионов тенге.

За 2019 год, поступления в незавершенное строительство, в основном, состоят из расходов на бурение скважин ОМГ, ЭМГ и Карачаганак на сумму 181.050 миллионов тенге, строительство компрессорных станций КТГ на сумму 67.998 миллионов тенге в рамках модернизации газотранспортной системы, реконструкции водопровода «Астрахань-Мангышлак» и нефтепровода «Узень-Атырау-Самара» на сумму 35.323 миллиона тенге, капитальному ремонту заводов на АНПЗ и Rompetrol Rafinare на сумму на сумму 36.972 миллиона тенге и 31.859 миллионов тенге, соответственно.

Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи

В течение 2020 года, Группа перевела в активы для продажи основные средства на общую сумму 89.181 миллион тенге, в основном представленные компрессорными станциями «Коркыт-ата» и «Туркестан». В течение 2020 года, Группа продала компрессорную станцию «Туркестан» на сумму 43.667 миллионов тенге *(Примечание 29)*.

В течение 2019 года, Группа перевела в активы для продажи танкеры и газокомпрессорную станцию с чистой балансовой стоимостью 35.621 миллионов тенге. Последняя была реализована по стоимости равной 32.696 миллионов тенге.

Прочие

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам по средней процентной ставке 5,78% на сумму 2.890 миллионов тенге, относящиеся к строительству новых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2019 года: 2.525 миллионов тенге, по средней процентной ставке капитализации 4,3%) *(Примечание 24)*.

По состоянию на 31 декабря 2020 года стоимость полностью амортизированных, но все еще используемых основных средств составила 517.484 миллиона тенге (по состоянию на 31 декабря 2019 года: 394.841 миллион тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 910.216 миллионов тенге (по состоянию на 31 декабря 2019 года: 1.023.146 миллионов тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В миллионах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	162.813	26.987	189.800
Поступления	51.385	3.144	54.529
Списание *(Примечание 12)*	(51.546)	(5.522)	(57.068)
Обесценение *(Примечание 12)*	(171)	–	(171)
Выбытия	(1.991)	(653)	(2.644)
Переводы в нематериальные активы *(Примечание 16)*	–	(1.800)	(1.800)
Переводы в основные средства *(Примечание 14)*	(2.767)	–	(2.767)
Изменения в учетной оценке	9	–	9
Переводы из ТМЗ	9	–	9
Переводы и реклассификации	(5.449)	5.449	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	152.292	27.605	179.897
Поступления	**14.212**	**787**	**14.999**
Списание *(Примечание 12)*	**(19.235)**	**(572)**	**(19.807)**
Обесценение *(Примечание 12)*	**(12.797)**	**(3.592)**	**(16.389)**
Пробная добыча	**(248)**	–	**(248)**
Переводы в основные средства *(Примечание 14)*	**(67)**	–	**(67)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	**134.157**	**24.228**	**158.385**

На 31 декабря 2020 и 2019 годов активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Жамбыл	**59.603**	58.293
ЭМГ	**33.458**	41.337
Урихтау	**38.834**	35.265
Проекты КТГ	**17.366**	13.206
Прочие	**9.124**	31.796
	158.385	179.897

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

16. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	100.054	33.364	13.429	26.230	173.077
Пересчёт валюты отчетности	(1.493)	2.237	(62)	(461)	221
Поступления	–	–	5.827	4.599	10.426
Выбытия	–	–	(3.725)	(1.678)	(5.403)
Изменение в учетной оценке	–	–	–	(174)	(174)
Расходы по амортизации	–	–	(5.709)	(5.608)	(11.317)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	3.551	527	4.078
(Обесценение)/восстановление, нетто *(Прим. 12)*	–	(6.641)	5	396	(6.240)
Переводы из запасов	–	–	–	5	5
Перевод из активов по разведке и оценке *(Прим. 15)*	–	–	–	1.800	1.800
Переводы из/(в) основных средств *(Прим. 14)*	–	–	4.838	(139)	4.699
Перемещения	–	–	1.300	(1.300)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98.561	28.960	19.454	24.197	171.172
Пересчёт валюты отчетности	**1.003**	**2.775**	**296**	**1.071**	**5.145**
Поступления	–	–	**2.855**	**3.553**	**6.408**
Выбытия	–	–	**(5.576)**	**(2.246)**	**(7.822)**
Расходы по амортизации	–	–	**(6.494)**	**(2.804)**	**(9.298)**
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	**5.544**	**215**	**5.759**
(Обесценение)/восстановление, нетто *(Прим. 12)*	–	**(6.911)**	**(270)**	**931**	**(6.250)**
Перевод из основных средств *(Прим. 14)*	–	–	**1.925**	**1.348**	**3.273**
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	**(24)**	–	**(24)**
Переводы из активов в форме права пользования	–	–		**118**	**118**
Перемещения	–	–	**2.404**	**(2.404)**	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	**99.564**	**24.824**	**20.114**	**23.979**	**168.481**
Первоначальная стоимость	**210.012**	**63.722**	**74.841**	**100.784**	**449.359**
Накопленная амортизация и обесценение	**(110.448)**	**(38.898)**	**(54.727)**	**(76.805)**	**(280.878)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2020 года	**99.564**	**24.824**	**20.114**	**23.979**	**168.481**
Первоначальная стоимость	209.009	57.921	70.381	93.290	430.601
Накопленная амортизация и обесценение	(110.448)	(28.961)	(50.927)	(69.093)	(259.429)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98.561	28.960	19.454	24.197	171.172

Текущая стоимость гудвила, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Единица, генерирующее денежные потоки ПНХЗ	**88.553**	88.553
Единицы, генерирующие денежные потоки КМГИ	**11.011**	10.008
Итого гудвил	**99.564**	98.561

На основании анализа на обесценение, проведенного в 2020 и 2019 годах, обесценения гудвила ПНХЗ или КМГИ не было обнаружено. Более подробная информация о проведенном анализе на обесценение изложен в *Примечании 4.*

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Выраженные в долларах США	**324.646**	390.598
Выраженные в тенге	**14.863**	21.940
Резерв под ОКУ	**(509)**	(508)
	339.000	412.030

На 31 декабря 2020 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,07% в долларах США и 1,58% в тенге, соответственно (31 декабря 2019 года: 1,08% в долларах США и 2,58% в тенге, соответственно).

На 31 декабря 2020 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 0,40% в долларах США, 3,10% в тенге, соответственно (31 декабря 2019 года: 1,57% в долларах США, 8,33% в тенге, соответственно).

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Срок погашения до 1 года	**282.472**	359.504
Срок погашения от 1 до 2 лет	**796**	1.029
Срок погашения свыше 2 лет	**55.732**	51.497
	339.000	412.030

На 31 декабря 2020 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 56.528 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 50.046 миллионов тенге), которые в основном состоят из 44.497 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 37.916 миллионов тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

			31 декабря 2020 года		31 декабря 2019 года	
В миллионах тенге	**Основная деятельность**	**Место осуществления деятельности**	**Текущая стоимость**	**Доля владения**	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия						
ТШО	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.793.887**	**20,00%**	2.377.207	20,00%
Кашаган	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.256.816**	**50,00%**	2.057.795	50,00%
АГП	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**291.086**	**50,00%**	168.086	50,00%
БШТ	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**156.771**	**50,00%**	101.766	50,00%
МИБВ	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	**142.585**	**50,00%**	158.867	50,00%
КРГ	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	**76.702**	**50,00%**	79.849	50,00%
УГЛ	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**44.585**	**50,00%**	47.662	50,00%
КГМ	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**32.840**	**50,00%**	25.620	50,00%
КОА	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	**20.886**	**50,00%**	21.438	50,00%
Тениз Сервис	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	**20.473**	**48,996%**	19.277	48,996%
Валсера	Переработка сырой нефти	Казахстан	**2.253**	**50,00%**	12.776	50,00%
Прочие			**43.498**		41.014	
Ассоциированные компании						
КТК	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/ Россия	**478.134**	**20,75%**	359.173	20,75%
ПКИ	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	**78.636**	**33,00%**	95.320	33,00%
Прочие			**31.869**		24.534	
			6.471.021		5.590.384	

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Все вышеперечисленные СП и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2020 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках СП и ассоциированных компаний составила 19.038 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 17.812 миллиона тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках СП и ассоциированных компаний составила 1.226 миллионов тенге (в 2019 году: 59.628 миллионов тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2020 и 2019 годы:

В миллионах тенге	2020	2019
Сальдо на 1 января	**5.590.384**	4.895.444
Доля в прибыли СП и ассоциированных компаний, нетто *(Примечание 6)*	**511.195**	827.979
Дивиденды полученные	**(134.772)**	(126.461)
Изменение в дивидендах к получению	**1.680**	7.433
Обесценение инвестиций	**(30.654)**	–
Прочие изменения в капитале СП	**21.352**	(3.803)
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	**1.586**	5.889
Выбытия, нетто	**(179)**	–
Гарантии выданные	**–**	11.162
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	**(3.080)**	–
Элиминации и корректировки*	**2.936**	(7.043)
Пересчёт валюты отчетности	**510.573**	(20.216)
Сальдо на 31 декабря	**6.471.021**	5.590.384

** Элиминации и корректировки представляют собой нереализованную прибыль, возникающую при реализации товаров от СП в дочерние организации и капитализированные вознаграждения по займам, предоставленным СП Компанией и дочерними организациями.*

16 октября 2015 года Группа продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу Самрук-Казына с опционом на покупку всего или частичного пакета акций (далее – «Опцион») в период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года. 20 декабря 2017 года период реализации опциона был изменен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов справедливая стоимость опциона была около нуля.

Суд Амстердама наложил определенные ограничения на 50% акций Кашагана (далее – Ограничения), принадлежащих Самрук-Казына. В период действия Ограничений, акции Кашагана не могут быть проданы, переданы или заложены. По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов ограничения оставались в силе и контроль над активом не был передан Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2020 год:

В миллионах тенге	ТШО	Кашаган	АГП	ГБШ	МИБВ	КРГ
Долгосрочные активы	20.221.619	4.332.838	1.333.611	544.058	468.069	44.681
Краткосрочные активы, включая	908.846	178.797	616.479	147.802	89.172	118.142
Денежные средства и их эквиваленты	50.588	117.269	180.065	18.027	5.267	44.459
Долгосрочные обязательства, включая	(6.412.967)	(371.651)	(886.363)	(351.719)	(160.711)	(207)
Долгосрочные финансовые обязательства	(4.061.782)	(40.665)	(692.254)	(335.084)	–	–
Краткосрочные обязательства, включая	(748.064)	(129.128)	(481.556)	(76.155)	(110.186)	(9.212)
Краткосрочные финансовые обязательства	(69.558)	(9.691)	(464.699)	(63.101)	(21.306)	–
Капитал	13.969.434	4.010.856	582.171	263.986	286.344	153.404
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	251.388	–	–	–	–
Консолидационные корректировки	–	–	–	24.778	(587)	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2020 года	2.793.887	2.256.816	291.086	156.771	142.585	76.702
Выручка	3.776.155	311.663	727.503	201.524	488.032	167.016
Износ и амортизация	(700.929)	(196.789)	(78.212)	(18.222)	(75.609)	(289)
Финансовый доход	3.887	2.250	7.352	–	239	2.293
Финансовые затраты	(58.264)	(24.322)	(54.943)	(14.365)	(9.555)	–
Расходы по подоходному налогу	(371.799)	(11.190)	(90.323)	–	(19.663)	(6.628)
Прибыль / (убыток) за год от продолжающейся деятельности	867.380	(13.922)	350.677	110.010	33.498	7.785
Прочий совокупный (убыток)/доход	1.216.017	411.964	2.964	–	(1.479)	16.232
Общий совокупный доход	2.083.397	398.042	353.641	110.010	32.019	24.017
Изменение в непризнанной доле убытка	–	–	–	–	–	–
Дивиденды полученные	–	–	53.821	–	32.291	15.155

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2020 год:

В миллионах тенге	УГЛ	КГМ	КОА	Тениз Сервис	Валсера
Долгосрочные активы	246.111	101.629	46.657	118.818	536.659
Краткосрочные активы, включая	993	24.627	10.837	50.602	99.783
Денежные средства и их эквиваленты	833	19.264	1.664	9.046	47.783
Долгосрочные обязательства, включая	(115.216)	(35.090)	(6.450)	(15.265)	(488.672)
Долгосрочные финансовые обязательства	(81.291)	–	–	–	(471.886)
Краткосрочные обязательства, включая	(2.718)	(25.486)	(9.272)	(112.370)	(108.681)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	–	–	(73.012)
Капитал	129.170	65.680	41.772	41.785	39.089
Доля владения	50%	50%	50%	48,996%	50%
Консолидационные корректировки	(20.000)	–	–	–	(17.292)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2020 года	44.585	32.840	20.886	20.473	2.253
Выручка	–	101.595	41.654	260.560	147.569
Износ и амортизация	(14)	(27.084)	(7.169)	(215.594)	(36.397)
Финансовый доход	–	511	238	1	17
Финансовые затраты	(16.986)	(1.598)	(544)	(15.377)	(30.195)
Расходы по подоходному налогу	(1.077)	(6.200)	(3.142)	(2.805)	(9.363)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(20.531)	31.245	4.897	7.941	(12.275)
Прочий совокупный доход/(убыток)	11.671	4.337	–	–	(420)
Общий совокупный доход/(убыток)	(8.860)	35.582	4.897	7.941	(12.695)
Дивиденды полученные	–	10.372	8.000	2.695	4.176

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	ТШО	Кашаган	АГП	МИБВ	ГБШ	КРГ
Долгосрочные активы	16.276.182	4.087.310	1.395.615	433.950	482.553	10.176
Краткосрочные активы, включая	975.247	273.048	578.072	114.571	171.411	195.666
Денежные средства и их эквиваленты	45.128	74.330	136.318	16.091	11.918	83.674
Долгосрочные обязательства, включая	(4.137.239)	(499.989)	(1.225.064)	(148.898)	(354.711)	(148)
Долгосрочные финансовые обязательства	(2.563.353)	(581)	(1.050.532)	(49.553)	(342.836)	–
Краткосрочные обязательства, включая	(1.228.155)	(201.781)	(412.451)	(80.495)	(145.277)	(45.996)
Краткосрочные финансовые обязательства	(44.762)	(194)	(379.633)	(400)	(119.557)	–
Капитал	11.886.035	3.658.588	336.172	319.128	153.976	159.698
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	228.501	–	–	–	–
Консолидационные корректировки	–	–	–	(697)	24.778	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2019 года	2.377.207	2.057.795	168.086	158.867	101.766	79.849
Выручка	6.231.720	443.545	785.250	836.474	172.894	306.259
Износ и амортизация	(874.694)	(175.119)	(74.734)	(70.250)	(16.028)	(280)
Финансовый доход	9.428	5.377	9.674	159	–	2.384
Финансовые затраты	(39.896)	(41.813)	(90.669)	(8.772)	(26.563)	–
Расходы по подоходному налогу	(889.194)	(57.794)	(113.177)	(51.818)	–	(8.625)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	2.074.701	26.228	428.204	165.766	112.387	30.311
Прочий совокупный (убыток)/доход	(41.327)	(17.880)	–	485	–	(846)
Общий совокупный доход	2.033.374	8.348	428.204	166.251	112.387	29.465
Изменение в непризнанной доле убытка	–	–	46.016	–	–	–
Дивиденды полученные	–	–	–	61.872	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных СП, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	УГЛ	КГМ	КОА	Тениз Сервис	Валсера
Долгосрочные активы	218.689	118.312	53.020	335.845	564.128
Краткосрочные активы, включая	729	42.245	19.326	51.621	80.995
Денежные средства и их эквиваленты	714	37.401	11.947	6.953	41.660
Долгосрочные обязательства, включая	(123.902)	(40.343)	(6.533)	(117.580)	(513.735)
Долгосрочные финансовые обязательства	(94.532)	–	–	–	(507.803)
Краткосрочные обязательства, включая	(192)	(68.975)	(22.937)	(230.542)	(90.320)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	–	(1.360)	(27.035)
Капитал	95.324	51.239	42.876	39.344	41.068
Доля владения	50%	50%	50%	48,996%	50%
Консолидационные корректировки	–	–	–	–	(7.758)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2019 года	47.662	25.620	21.438	19.277	12.776
Выручка	–	191.297	61.597	257.944	132.246
Износ и амортизация	(13)	(50.605)	(11.886)	(194.344)	(25.790)
Финансовый доход	–	227	185	3	21
Финансовые затраты	(27.471)	(1.348)	(91)	(25.434)	(34.425)
Расходы по подоходному налогу	(1.688)	(73.148)	113	–	(22.964)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(37.790)	35.121	19.445	13.760	(12.214)
Прочий совокупный убыток	(627)	(216)	–	–	(85)
Общий совокупный доход/(убыток)	(38.417)	34.905	19.445	13.760	(12.299)
Дивиденды полученные	–	30.183	9.057	4.410	757

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2020 год:

	31 декабря 2020 года	
В миллионах тенге	**КТК**	**ПКИ**
Долгосрочные активы	**2.082.957**	**284.545**
Краткосрочные активы	**193.677**	**67.047**
Долгосрочные обязательства	**(32.817)**	**(72.335)**
Краткосрочные обязательства	**(134.300)**	**(20.426)**
Капитал	**2.109.517**	**258.831**
Доля владения	**20,75%**	**33%**
Гудвил	**40.409**	**–**
Обесценение инвестиции	**–**	**(6.778)**
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**478.134**	**78.636**
Выручка	**872.851**	**83.863**
Износ, истощение и амортизация	**(184.379)**	**(26.470)**
Финансовый доход	**171**	**252**
Финансовые затраты	**(12.080)**	**(2.464)**
Расходы по подоходному налогу	**(99.572)**	**5.599**
Прибыль за год (*Прим. 6*)	**393.165**	**(26.702)**
Прочий совокупный (убыток)/доход	**180.142**	**13.223**
Общий совокупный доход	**573.307**	**(13.479)**
Дивиденды полученные	**–**	**2.609**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2019 год:

	31 декабря 2019 года	
В миллионах тенге	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	1.992.524	330.021
Краткосрочные активы	99.635	55.086
Долгосрочные обязательства	(38.825)	(69.474)
Краткосрочные обязательства	(499.392)	(26.785)
Капитал	1.553.942	288.848
Доля владения	20,75%	33%
Гудвил	36.730	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	359.173	95.320
Выручка	867.450	131.688
Износ, истощение и амортизация	(178.032)	(49.236)
Финансовый доход	10.720	425
Финансовые затраты	(52.453)	(2.769)
Расходы по подоходному налогу	(111.797)	(20.904)
Прибыль за год	341.537	(55.286)
Прочий совокупный (убыток)/доход	(6.181)	(1.473)
Общий совокупный доход	335.356	(56.759)
Дивиденды полученные	–	15.004

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщённая финансовая информация об индивидуально несущественных СП (доля Группы):

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Доля Группы в:		
Долгосрочных активах	**123.063**	143.772
Краткосрочных активах	**53.760**	52.488
Долгосрочных обязательствах	**(85.476)**	(110.096)
Краткосрочных обязательствах	**(65.550)**	(62.503)
Гудвил	**172**	4.050
Обесценение	**(3.635)**	(3.635)
Накопленная непризнанная доля в убытках	**(18.163)**	(16.938)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**43.498**	41.014
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	**25.690**	25.069
Прочий совокупный доход/(убыток)	**47**	–
Общий совокупный доход	**25.737**	25.069
Непризнанная доля в прибылях/(убытках)	**1.225**	13.612

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Доля Группы в:		
Долгосрочных активах	**36.869**	30.415
Краткосрочных активах	**56.671**	55.185
Долгосрочных обязательствах	**(8.998)**	(10.566)
Краткосрочных обязательствах	**(53.548)**	(51.374)
Накопленная непризнанная доля в убытках/(убытках)	**(875)**	(875)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**31.868**	24.534
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	**11.442**	2.457
Прочий совокупный доход/(убыток)	**6.218**	(398)
Общий совокупный доход	**17.660**	2.059

19. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Материалы и запасы (*по себестоимости*)	**108.506**	116.327
Нефтепродукты (*по наименьшему из себестоимости и чистой стоимости реализации*)	**56.712**	53.974
Продукты переработки газа (*по себестоимости*)	**32.841**	52.566
Сырая нефть (*по себестоимости*)	**30.006**	58.348
	228.065	281.215

По состоянию на 31 декабря 2020 года товарно-материальные запасы в сумме 72,277 миллионов тенге находились в качестве залогового обеспечения (на 31 декабря 2019 года: 47.863 миллиона тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Торговая дебиторская задолженность	**455.321**	430.125
Минус: резерв под ОКУ	**(32.500)**	(32.368)
Торговая дебиторская задолженность	**422.821**	397.757
Прочие текущие финансовые активы		
Прочая дебиторская задолженность	**90.904**	91.610
Дивиденды к получению	**2.913**	7.582
Минус: резерв под ОКУ	**(36.746)**	(35.637)
	57.071	63.555
Прочие текущие нефинансовые активы		
Предоплата и расходы будущих периодов	**45.497**	138.822
Налоги к возмещению, кроме НДС	**35.003**	52.642
Прочие	**11.867**	10.794
Минус: резерв на обесценение	**(3.546)**	(3.719)
	88.821	198.539
Итого прочие текущие финансовые и нефинансовые активы	**145.892**	262.094

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов по данным активам проценты не начислялись. По состоянию на 31 декабря 2020 торговая дебиторская задолженность в сумме 155.998 миллионов тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2019 года: 71.296 миллионов тенге).

Торговая дебиторская задолженность выражена в следующих валютах по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов:

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Тенге	**123.824**	118.870
Доллар США	**235.099**	206.155
Румынская лея	**57.637**	60.673
Евро	**6.059**	4.676
Другие валюты	**202**	7.383
	422.821	397.757

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Изменения в резерве на ОКУ и обесценение представлены следующим образом:

В миллионах тенге		Обесценены на индивидуальной основе
	Торговая дебиторская задолженность и прочие текущие финансовые активы	Прочие текущие нефинансовые активы
На 31 декабря 2018 года	**70.796**	**4.424**
Начисления за год, нетто (*Примечание 11*)	14.096	42
Списано	(15.976)	(683)
Переводы и реклассификации	217	(64)
Пересчет валюты отчетности	(1.128)	–
На 31 декабря 2019 года	**68.005**	**3.719**
Начисления за год, нетто (*Примечание 11*)	4.225	(65)
Списано	(9.259)	(108)
Переводы и реклассификации	6.275	–
На 31 декабря 2020 года	**69.246**	**3.546**

Ниже представлена информация о кредитном риске по торговой дебиторской задолженности с использованием матрицы резервов:

	Просрочка платежей					
В миллионах тенге	текущие	<30 дней	30-60 дней	61-90 дней	>91 дней	Итого
31 декабря 2020 года						
Процент ОКУ	0,18%	2,94%	2,66%	4,34%	81,01%	
Торговая дебиторская задолженность	398.752	12.361	2.844	2.845	38.519	455.321
ОКУ	(733)	(363)	(76)	(124)	(31.204)	(32.500)
31 декабря 2019 года						
Процент ОКУ	0,12%	1,19%	5,30%	3,37%	82,30%	
Торговая дебиторская задолженность	364.869	19.869	5.418	1.871	38.098	430.125
ОКУ	(427)	(236)	(287)	(63)	(31.355)	(32.368)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
По амортизированной стоимости:		
Займы выданные	**558.546**	509.003
Облигации к получению от Самрук-Казына *(Примечание 29)*	**17.312**	16.290
Дебиторская задолженность по аренде от совместного предприятия	**–**	4.458
Прочее	**2.470**	–
Минус: резерв под ОКУ	**(3.947)**	(3.508)
	574.381	526.243
По справедливой стоимости через прибыль и убыток:		
Займы выданные	**138.024**	214.395
Вексель к получению от участника совместного предприятия	**–**	13.627
	138.024	228.022
Итого займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	**712.405**	754.265

Ниже представлена информация по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон в валютах, выраженных в:

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Тенге	**398.896**	380.248
Доллар США	**310.175**	370.593
Другие валюты	**3.334**	3.424
	712.405	754.265

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Текущая часть	**27.795**	138.719
Долгосрочная часть	**684.610**	615.546
	712.405	754.265

Изменения в резерве под ОКУ по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон представлены следующим образом:

В миллионах тенге	
На 31 декабря 2018 года	3.963
Восстановлено, нетто	(447)
Пересчет валюты отчетности	(8)
На 31 декабря 2019 года	3.508
Начислено, нетто	**340**
Пересчет валюты отчетности	**99**
На 31 декабря 2020 года	**3.947**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Срочные вклады в банках – доллар США	**435.119**	108.298
Срочные вклады в банках – тенге	**163.820**	210.354
Срочные вклады в банках – другие валюты	**54.800**	6.450
Текущие счета в банках – доллар США	**397.774**	633.231
Текущие счета в банках – тенге	**75.369**	75.168
Текущие счета в банках – другие валюты	**10.370**	10.220
Деньги в пути	**7.508**	19.991
Кассовая наличность и чеки	**1.138**	1.150
Минус: резерв под ОКУ	**(34)**	(410)
	1.145.864	1.064.452

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах.

На 31 декабря 2020 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,37% в долларах США, 7,74% в тенге и 1,44% в других валютах, соответственно (на 31 декабря 2019 года: 2,02% в долларах США, 8,84% в тенге и 0,12% в других валютах, соответственно).

На 31 декабря 2020 и 2019 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

23. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных, включает:

	На 31 декабря, 2020 и 2019 годов
Количество выпущенных и оплаченных акций, включая:	610.119.493
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900
Номинальной стоимостью 10.000 тенге	20.719.604
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	71.104.187
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1
Номинальной стоимостью 1.000 тенге	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	458.450.766
Уставный капитал (тысяч тенге)	916.540.545

На 31 декабря 2020 и 2019 годов, Компания имеет один класс выпущенных акций. По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов 239.440.103 простых акции были объявлены, но не выпущены. В 2020 году не было выпуска простых акций.

Дополнительно оплаченный капитал (ДОК)

Перевод трубопроводов, внесенных Правительством, в связи с расторжением договора доверительного управления

В 2020 году Группа отменила признание газопроводных активов, переданных Правительством на условиях доверительного управления, в размере 17.323 миллиона тенге в связи с изменением суждений *(Примечание 3)*. Эти трубопроводы были признаны в составе ДОК в предыдущие годы. На дату выбытия остаточная стоимость трубопроводов составила 16.118 миллионов тенге. Разница между первоначальной и остаточной стоимостью на дату выбытия в основном представляет собой амортизацию трубопроводов, и была восстановлена в нераспределенной прибыли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. КАПИТАЛ (продолжение)

Дополнительно оплаченный капитал (ДОК) (продолжение)

Перевод разницы между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного Компанией от Самрук-Казына, в связи с погашением

В 2020 году Группа перевела разницу в размере 10.971 миллионов тенге между номинальной и справедливой стоимостью займа, полученного от Самрук-Казына в 2011 году, из ДОК в нераспределенную прибыль в связи с погашением займа.

Перевод превышения справедливой стоимости над номинальной стоимостью займа, внесенного Самрук-Казына в связи с погашением

В 2020 году Группа перевела разницу в размере 3.519 миллионов тенге между справедливой и номинальной стоимостью займа, представленного Казахстанским Векселем, из состава ДОК в нераспределенную прибыль в связи с его погашением. Данный заем был получен Компанией в качестве вклада уставный капитал в 2015 году и полностью погашен в 2020 году (Примечание 29).

Дивиденды

В 2020 году, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК, Компания начислила и выплатила дивиденды за 2019 год в размере 133,97 тенге за акцию на общую сумму 81.738 миллионов тенге (2019: Компания начислила и выплатила дивиденды за 2018 год в размере 60,64 тенге за акцию на общую сумму 36.998 миллионов тенге).

В 2020 году Группа начислила и выплатила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в КТО, КМГИ и РД КМГ в общей сумме 4.856 миллионов тенге и 4.553 миллиона тенге, соответственно (2019 год: 4.138 миллионов тенге и 5.693 миллиона тенге, соответственно).

Операции с Самрук-Казына

В 2020 году Компания предоставила Самрук-Казына дополнительные выплаты беспроцентной финансовой помощи в общей сумме 54.951 миллион тенге (2019 год: 54.720 миллион тенге) в соответствии с долгосрочным договором финансовой помощи, подписанным 25 декабря 2015 года, с текущим сроком погашения в 2022 году *(Примечание 29)*. В 2020 году разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью дополнительных выплат в размере 11.617 миллиона тенге (2019 год: 14.184 миллиона тенге) была отражена как операции с Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Распределения Самрук-Казына

В 2020 году Группа, в соответствии с постановлением Правительства по обеспечению жильем жителей города Жанаозен, произвела начисление и выплату обязательств в сумме 3.098 миллионов тенге и 2.490 миллионов тенге, соответственно (2019: распределила и выплатила 598 миллионов тенге).

В 2020 году Группа начислила и выплатила дополнительные обязательства по строительству социальных объектов в городе Туркестан в размере 5.497 миллионов тенге (2019: распределила и выплатила 1.773 миллиона тенге и 22.673 миллиона тенге, соответственно).

Дополнительно, в 2020 году, Компания сторнировала ранее признанный резерв на строительство детского сада в городе Нур-Султан в размере 832 миллиона тенге.

В 2019 году, в соответствии с постановлениями Правительства о передаче непрофильных активов КМГ и решением Правления Сарук-Казына, Компания передала выручку от реализации непрофильных активов в общей сумме 3.853 миллиона тенге в пользу Самрук-Казына.

В 2019 году, Группа произвела денежные платежи в размере 9.203 миллиона тенге для выполнения своих обязательств по строительству Дворца боевых искусств в г. Нур-Султан, признанных в составе распределений Самрук-Казына в 2016-2017 годах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. КАПИТАЛ (продолжение)

Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Итого активы	**14.653.287**	14.081.915
Минус: нематериальные активы	**168.481**	171.172
Минус: итого обязательства	**6.016.608**	5.885.259
Чистые активы	**8.468.198**	8.025.484
Количество простых акций	**610.119.493**	610.119.493
Балансовая стоимость одной акции	**13,880**	13,154

Прибыль на акцию

В 2020 и 2019 годах средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию составило 610.119.493, а основная и разводненная доля в чистой прибыли составила 282 тенге в 2020 году и 1.899 тенге в 2019 году.

Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

		31 декабря 2020 года		31 декабря 2019 года	
	Страна регистрации и осуществления деятельности	**Неконтроли-рующая доля участия**	**Текущая стоимость**	Некон-тролирующая доля участия	Текущая стоимость
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**53.065**	45,37%	51.591
КТО	Казахстан	**10,00%**	**47.314**	10,00%	44.733
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**15.338**	45,37%	5.518
КМГ РД	Казахстан	**0,28%**	**5.447**	0,30%	9.733
Rompetrol Vega	Румыния	**45,37%**	**(15.824)**	45,37%	(16.289)
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	**45,37%**	**(185.286)**	45,37%	(74.441)
Прочие			**8.305**		17.410
			(71.641)		38.255

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2020 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	КТО	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	КМГ РД	Rompetrol Vega	Rompetrol Rafinare S.A.
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	101.670	523.992	3.072	1.329.294	30.643	131.929
Краткосрочные активы	165.467	110.803	31.415	326.047	6.406	41.149
Долгосрочные обязательства	(60.155)	(88.539)	(659)	(81.848)	(26.078)	(80.806)
Краткосрочные обязательства	(90.026)	(79.066)	(22)	(107.727)	(45.847)	(500.643)
Итого капитал	116.956	467.190	33.806	1.465.766	(34.876)	(408.371)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	63.891	419.876	18.468	1.460.319	(19.052)	(223.085)
Неконтрольную долю участия	53.065	47.314	15.338	5.447	(15.824)	(185.286)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	495.075	235.222	–	718.825	58.229	790.412
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	2.505	73.267	1.840	127.124	4.528	(240.657)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	3.249	69.936	21.642	65.600	1.025	(244.304)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.775	62.817	11.822	65.403	560	(133.458)
Неконтрольную долю участия	1.474	7.119	9.820	197	465	(110.846)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(4.538)	–	(16)	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	10.357	94.608	–	131.498	4.607	84.236
Инвестиционная деятельность	1.108	(26.354)	–	(137.375)	(3.110)	(42.881)
Финансовая деятельность	(9.736)	(47.434)	–	(2.717)	(1.643)	(6.675)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	1.729	23.366	–	(1.727)	(146)	34.680

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2019 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	КТО	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	КМГ РД	Rompetrol Vega	Rompetrol Rafinare S.A.
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	114.262	490.914	3.800	893.471	27.272	102.697
Краткосрочные активы	135.270	104.433	9.024	1.235.457	9.511	219.194
Долгосрочные обязательства	(56.084)	(78.008)	(643)	(75.452)	(24.905)	(93.091)
Краткосрочные обязательства	(79.741)	(74.699)	(19)	(167.393)	(47.778)	(392.868)
Итого капитал	113.707	442.640	12.162	1.886.083	(35.900)	(164.068)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	62.116	397.907	6.644	1.876.350	(19.611)	(89.627)
Неконтрольную долю участия	51.591	44.733	5.518	9.733	(16.289)	(74.441)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	610.232	239.626	–	1.119.068	85.831	1.316.167
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	6.884	56.653	19.830	272.863	10.657	(143.227)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	6.511	53.448	19.471	267.684	10.792	(141.676)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	3.557	48.045	10.637	266.518	5.895	(77.204)
Неконтрольную долю участия	2.954	5.403	8.834	1.166	4.897	(64.472)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(3.999)	–	(16)	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	11.581	94.060	1	237.576	3.666	70.429
Инвестиционная деятельность	3.183	(57.033)	–	(368.188)	(3.541)	(26.015)
Финансовая деятельность	(14.590)	(41.853)	–	(4.457)	(46)	(43.941)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	174	(4.630)	1	(139.237)	79	473

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**3.394.958**	3.146.477
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**5,50%**	5,48%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**683.490**	691.027
Средневзвешенные ставки вознаграждения *(Примечание 30)*	**4,38%**	5,73%
	4.078.448	3.837.504

Займы выражены в следующих валютах по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов:

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Доллар США	**3.669.668**	3.555.347
Тенге	**318.034**	271.776
Российский рубль	**85.223**	–
Евро	**2.319**	2.881
Другие валюты	**3.204**	7.500
	4.078.448	3.837.504

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Текущая часть	**361.556**	253.428
Долгосрочная часть	**3.716.892**	3.584.076
	4.078.448	3.837.504

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов, облигации составили:

В миллионах тенге	**Сумма выпуска**	**Дата погашения**	**Ставка вознаграждения**	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Облигации					
Облигации ЛФБ 2020	750 миллионов США	2033	3,50%	**317.474**	–
AIX 2019	56 миллиардов тенге	2024	5,00%	**45.192**	52.843
Облигации ЛФБ 2018	1,5 миллиарда долларов США	2048	6,375%	**631.832**	574.230
Облигации ЛФБ 2018	1,25 миллиарда долларов США	2030	5,375%	**530.776**	482.393
Облигации ЛФБ 2018	0,5 миллиарда долларов США	2025	4,75%	**212.117**	192.764
Облигации ЛФБ 2017	1,25 миллиарда долларов США	2047	5,75%	**516.505**	468.940
Облигации ЛФБ 2017	1 миллиард долларов США	2027	4,75%	**419.390**	380.413
Облигации ИФБ 2017	750 миллионов долларов США	2027	4,375%	**299.934**	289.487
Облигации ЛФБ 2017	0,5 миллиарда долларов США	2022	3,88%	–	191.694
Облигации ЛФБ 2013	1 миллиард долларов США	2023	4,40%	–	154.442
Прочие	–	–	–	**4.593**	4.518
Итого				**2.977.813**	2.791.724

В октябре - ноябре 2020 года Компания осуществила полный досрочный выкуп облигаций со сроком погашения в 2022 и 2023 годах с номинальной стоимостью 906.564 тысяч долларов США (эквивалентно 392.214 миллионам тенге). Комиссия за досрочное погашение составила 49 миллионов долларов США (эквивалентно 21.057 миллионам тенге) *(Примечание 13)*.

В октябре 2020 года Компания разместила облигации на сумму 750 миллионов долларов США (эквивалентно 321.698 миллионам тенге) со ставкой купона 3,5% годовых и со сроком погашения в 2033 году.

В мае 2020 года КТГ досрочно осуществил частичный выкуп облигаций, размещенных на ИФБ на сумму 41 миллион долларов США (эквивалентно 17.816 миллионам тенге) с комиссией за погашение облигаций в размере 927 миллионов тенге *(Примечание 13)*.

В апреле 2019 года Компания произвела досрочный выкуп облигаций с датой погашения в 2044 году в общей сумме 31 миллион долларов США (эквивалентно 11.909 миллионам тенге), включая премию, купонное вознаграждение и вознаграждение за согласие.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов займы составили:

В миллионах тенге	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Займы					
The Export-Import Bank of China (EXIM)	1,13 миллиардов долларов США	2026	6M Libor + 4,10%	**287.387**	350.042
АО «Банк развития Казахстана» (БРК) *(Примечание 29)*	230 миллиардов тенге	2022-2030	7,00%-13,67%	**166.377**	138.313
Синдицированный займ (Unicredit Tiriac Bank, ING Bank, BCR, Raiffeisen Bank)	435 миллионов долларов США[2]	2021-2023	1M Libor + 2,75%, 1M Libor + 2,50%, 1M Robor + 2,00%, 1M Robor + 1,50%,ON Libor + 2,50%, 1W Libor + 2,50%	**118.228**	99.554
БРК *(Примечание 29)*	1,1 миллиард долларов США	2023-2025	6M Libor + 4,00%, 5,00%, 10,99%	**107.318**	131.022
Банк ВТБ (Казахстан) и ВТБ Банк (PJSC)	15 миллиардов рублей	2023	Ключевая ставка Центрального Банка Российской Федерации + 2,15%	**85.223**	-
Japan Bank for International Cooperation	297,5 миллионов долларов США	2025	2,19% + CIRR	**60.098**	65.254
АО «Народный Банк Казахстана» (Народный Банк)	100 миллионов долларов США[1]	2023	5,00%	**42.145**	38.323
Halyk bank	41 миллиардов тенге	2024	11,00%	**41.207**	-
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd (Лондонский филиал)	150 миллионов долларов США	2021	COF (0,18%) + 1,50%	**38.215**	-
ING Bank NV	250 миллионов долларов США	2021	COF (0,28%) + 2,00%	**35.029**	-
Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР)	68 миллиардов тенге	2026	3M CPI + 50 базисных пунктов + 2,15%	**33.786**	42.940
ЕБРР	39 миллиардов тенге	2026	6M CPI + 100 базисных пунктов + 2,15%	**24.278**	24.573
Credit Agricole	300 миллионов долларов США	2021	COF (0,29%) + 2,00%	**14.862**	874
Синдицированный займ (*Citibank, N.A. London Branch, Mizuho Bank Ltd., MUFG Bank Ltd., Société Générale, ING Bank and ING Bank N.V.*)	200 миллионов долларов США	2021	3M Libor + 1,35%	**-**	76.442
Народный Банк	150 миллионов долларов США	2024	5,25%	**-**	52.771
Прочие	-	-	-	**46.482**	25.672
Итого				**1.100.635**	1.045.780

[1] возобновляемая кредитная линия

[2] 75 млн. долларов США возобновляемая кредитная линия

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2020 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанка в размере 289 миллионов долларов США (эквивалентно 112.494 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В 2020 году АНПЗ и КТГ получили дополнительный долгосрочный займ на общую сумму 49.609 миллионов тенге в рамках соглашений с БРК и произвели частичное досрочное погашение имеющихся займов на общую сумму 27.832 миллиона тенге, включая вознаграждение.

В 2020 году АНПЗ и ПНХЗ произвели частичное погашение займов от БРК на общую сумму 98 миллионов долларов США (эквивалентно 39.005 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В ноябре 2020 года КТГ получил долгосрочный займ от ВТБ Банк (Казахстан) и ВТБ Банк (PJSC) на общую сумму 15.152 миллиона российских рублей (эквивалентно 84.621 миллиону тенге) с ключевой ставкой вознаграждения Центрального Банка Российской Федерации +2,15% и со сроком на три года. КТГ использовал поступления от данного займа для полного досрочного погашения синдицированного займа на сумму 205 миллионов долларов США (эквивалентно 86.971 миллиону тенге), включая вознаграждение. Данный синдицированный займ был получен для частичного финансирования стратегического проекта строительства трех компрессорных станций на магистральной линии «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

В декабре 2020 года АНПЗ получил долгосрочный займ от Народного банка на общую сумму 41.089 миллионов тенге со ставкой вознаграждения 11% годовых и со сроком на 4 года и использовал полученные средства для полного погашения долгосрочного займа, полученного от Народного банка, на общую сумму 144 миллиона долларов США (эквивалентно 59.007 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd (Лондонский филиал) со ставкой вознаграждения COF (0,18%) + 1,50% для целей финансирования оборотного капитала в размере 91 миллион долларов США (эквивалентно 37.539 миллионам тенге).

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от ING Bank NV со ставкой вознаграждения COF (0,28%) + 2,00% для целей финансирования оборотного капитала в размере 83 миллиона долларов США (эквивалентно 34.409 миллионам тенге).

В 2020 году КТГ произвел частичное погашение займа от ЕБРР на общую сумму 12.696 миллионов тенге, включая вознаграждение.

В течение 2020 года КМГИ получил и оплатил краткосрочный займ от Credit Agricole со ставкой вознаграждения COF (0,29%) + 2,00% для целей финансирования оборотного капитала в размере 33 миллионов долларов США (эквивалентно 13.655 миллионам тенге).

В 2019 году Компания прекратила признание займа от партнеров по проекту «Жемчужина» керри-финансирование на общую сумму 110.930 миллионов тенге, включая вознаграждение в размере 3.543 миллиона тенге, поскольку партнеры проекта «Жемчужина» решили добровольно отказаться от контрактной территории (*Примечание 13*).

10 января 2019 года АНПЗ разместил на Astana International Exchange (AIX) облигации на общую сумму 56.223 миллиона тенге (эквивалентно 150 миллионам долларов США) со ставкой вознаграждения 5,00 % годовых со сроком на 5 лет. 10 января 2019 года Самрук-Казына приобрел данные облигации за 56.223 миллиона тенге. 11 января 2019 года АНПЗ получил долгосрочный кредит от Народного Банка в размере 150 миллионов долларов США (эквивалентно 56.195 миллионам тенге), со ставкой 5,00 % годовых для первого года (со второго года ставка составляет 5,25% годовых) и со сроком на 5 лет.

Поступления от вышеуказанных займов на общую сумму 300 миллионов долларов США (эквивалентно 113.016 миллионам тенге) были направлены на досрочное погашение основного долга по займам АНПЗ от БРК, привлеченным для финансирования стратегического инвестиционного проекта по строительству комплекса по производству ароматических углеводородов». В декабре 2019 года АНПЗ получил долгосрочный займ от БРК в размере 32.938 миллионов тенге с номинальной процентной ставкой 7,99% со сроком на 7 лет для финансирования модернизации нефтеперерабатывающего завода.

В 2019 году Группа произвела дополнительные выплаты по займам, полученным от БРК на общую сумму 77.182 миллиона тенге, и осуществила выкуп облигаций, размещенных в пользу БРК (Облигации КФБ 2009 в количестве 16 миллионов штук) на сумму 43.868 миллионов тенге, включая вознаграждение.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2019 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанка в размере 197 миллионов долларов США (эквивалентно 74.968 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В 2019 году КМГИ произвел выплаты по краткосрочным займам, использованным для финансирования оборотного капитала, от BNP Paribas и от ряда других банков, а также частично погасил синдицированный займ на общую сумму 65 миллионов долларов США (эквивалентно 24.821 миллиону тенге), включая вознаграждение.

В мае 2019 года КМГИ произвел полное досрочное погашение Клубного займа на общую сумму 47 миллионов долларов США (эквивалентно 17.739 миллионам тенге), включая вознаграждение.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ (продолжение)

Изменения в обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности за год, закончившийся 31 декабря

	2020				2019			
В миллионах тенге	Краткосрочные займы	Долгосрочные займы	Облигации	Итого	Краткосрочные займы	Долгосрочные займы	Облигации	Итого
Сальдо на 1 января	70.843	974.937	2.791.724	3.837.504	81.813	1.258.009	2.813.416	4.153.238
Получено денежными средствами	169.088	186.641	321.250	676.979	103.608	111.941	56.223	271.772
Выплата основного долга	(64.921)	(299.501)	(442.933)	(807.355)	(112.416)	(274.435)	(57.805)	(444.656)
Прекращение признания займа *(Примечание 13)*	–	–	–	–	–	(111.476)	–	(111.476)
Процентный расход	7.265	64.931	163.890	236.086	4.765	73.495	152.708	230.968
Вознаграждение уплаченное	(7.278)	(64.953)	(164.192)	(236.423)	(4.906)	(71.043)	(162.405)	(238.354)
Капитализированное вознаграждение *(Примечание 14)*	–	2.890	–	2.890	–	2.525	–	2.525
Дисконт (*Примечание 13*)	–	(11.002)	–	(11.002)	–	(7.781)	–	(7.781)
Вознаграждение за выкуп облигаций *(Примечание 13)*	–	–	21.057	21.057	–	–	–	–
Прибыль от выкупа облигаций *(Примечание 13)*	–	–	(927)	(927)	–	–	–	–
Пересчёт валюты отчётности	4.790	9.164	205.725	219.679	(199)	(422)	(10.332)	(10.953)
Курсовая разница убыток/(прибыль)	4.583	54.367	82.365	141.315	(1.932)	(5.237)	(197)	(7.366)
Прочие	–	(1.209)	(146)	(1.355)	110	(639)	116	(413)
Сальдо на 31 декабря	184.370	916.265	2.977.813	4.078.448	70.843	974.937	2.791.724	3.837.504
Текущая часть	184.370	133.094	44.092	361.556	70.843	141.447	41.138	253.428
Долгосрочная часть	–	783.171	2.933.721	3.716.892	–	833.490	2.750.586	3.584.076

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ЗАЙМЫ (продолжение)

Ковенанты

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

Хеджирование чистых инвестиций с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2020 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в зарубежные подразделения для хеджирования подверженности Группы валютному риску по отношению к доллару США. В 2020 году убыток от курсовой разницы в размере 205.725 миллионов тенге (2019 год: доход от курсовой разницы в размере 10.332 миллиона тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и зачтен против дохода от пересчёта зарубежных подразделений.

Между объектом хеджирования и инструментом хеджирования существует экономическая взаимосвязь, поскольку чистая инвестиция создает валютный риск, который совпадает с валютным риском по займам в долларах США. Группа установила коэффициент хеджирования 1:1, поскольку базовый риск инструмента хеджирования идентичен компоненту хеджируемого риска. Неэффективность хеджирования возникнет, когда сумма инвестиций в зарубежную дочернюю компанию станет меньше, чем сумма заимствований с фиксированной ставкой. На 31 декабря 2020 и 2019 годов неэффективной части хеджа не было.

25. РЕЗЕРВЫ

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2018 года	116.236	62.978	20.334	28.083	47.479	53.158	328.268
Пересчет валюты отчетности	(83)	(167)	(13)	(118)	–	69	(312)
Изменение в оценке	25.990	(7)	–	–	–	50	26.033
Увеличение на сумму дисконта *(Примечание 13)*	10.005	3.670	–	–	3.559	144	17.378
Резерв за год	4.618	2.888	4.393	–	11.568	40.473	63.940
Восстановление	(208)	(4.490)	(5.865)	–	–	(18.116)	(28.679)
Использование резерва	(2.164)	(4.526)	(1.147)	–	(3.547)	(16.677)	(28.061)
Переводы и реклассификации	–	–	482	–	–	(1.922)	(1.440)
Резерв на 31 декабря 2019 года	154.394	60.346	18.184	27.965	59.059	57.179	377.127
Пересчет валюты отчетности	2.258	3.706	(1)	2.801	922	5.370	15.056
Изменение в оценке	13.049	(1.421)	–	–	–	(3)	11.625
Увеличение на сумму дисконта *(Примечание 13)*	11.001	2.242	–	–	3.605	130	16.978
Резерв за год	886	5.454	722	–	13.099	15.857	36.018
Восстановление	(1.189)	–	(1.451)	–	–	(5.041)	(7.681)
Использование резерва	(664)	(5.326)	(7.019)	–	(6.767)	(62.958)	(82.734)
Резерв на 31 декабря 2020 года	179.735	65.001	10.435	30.766	69.918	10.534	366.389

Резерв по транспортировке газа относится к обязательствам Группы по возмещению убытков PetroChina International Co. Ltd ("PetroChina"). В соответствии с соглашением о займе газа у Группы существуют обязательства перед PetroChina по возмещению расходов и убытков, понесенных PetroChina в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата.

Подробное описание существенных резервов, включая существенные оценки и использованные суждения, включено в *Примечание 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

25. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательство по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Текущая часть	700	8.094	10.435	30.766	5.691	7.549	63.235
Долгосрочная часть	179.035	56.907	–	–	64.227	2.985	303.154
Резерв на 31 декабря 2020 года	179.735	65.001	10.435	30.766	69.918	10.534	366.389
Текущая часть	805	7.728	18.184	27.965	6.425	42.431	103.538
Долгосрочная часть	153.589	52.618	–	–	52.634	14.748	273.589
Резерв на 31 декабря 2019 года	154.394	60.346	18.184	27.965	59.059	57.179	377.127

26. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ФИНАНСОВЫЕ И НЕФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В миллионах тенге	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Прочие текущие финансовые обязательства		
Задолженность перед сотрудниками	54.741	51.613
Финансовые гарантии	5.240	5.866
Задолженность по дивидендам	195	354
Прочие	26.264	35.306
	86.440	93.139
Прочие текущие нефинансовые обязательства		
Договорные обязательства	117.956	184.362
Прочие	11.065	25.515
	129.021	209.877
Итого прочие текущие финансовые и нефинансовые обязательства	215.461	303.016
Торговая кредиторская задолженность	536.922	667.861

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах по состоянию на 31 декабря:

В миллионах тенге	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Тенге	249.108	328.538
Доллар США	221.097	280.742
Румынская лея	44.457	42.740
Евро	6.558	3.196
Другие валюты	15.702	12.645
Итого	536.922	667.861

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим финансовым обязательствам проценты не начислялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

27. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В миллионах тенге	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
НДС	**90.883**	19.376
Налог на добычу полезных ископаемых	**10.147**	19.037
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**10.054**	29.586
Индивидуальный подоходный налог	**5.746**	6.135
Социальный налог	**5.691**	4.639
Акцизы	**2.239**	2.163
Налог у источника выплаты за нерезидента	**1.556**	1.873
Прочие	**3.947**	3.857
	130.263	86.666

28. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2020 года в сумме 70.301 миллион тенге (в 2019 году: 54.517 миллионов тенге) представляет собой, в основном, корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2020 года в сумме 8.967 миллионов тенге (в 2019 году: 13.011 миллионов тенге) представляет собой, в основном, корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В миллионах тенге	2020	2019
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**73.499**	146.658
Налог на сверхприбыль	**(194)**	11.291
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	**9.416**	12.893
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**546**	(1.999)
Налог на сверхприбыль	**(2.985)**	(4.904)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов	**26.021**	62.241
Расходы по подоходному налогу	**106.303**	226.180

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2020 и 2019 годах) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В миллионах тенге	2020	2019
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	**278.200**	1.384.631
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	**–**	6
Ставка подоходного налога	**20%**	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	**55.640**	276.926
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	**(76.218)**	(103.138)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	**49.874**	36.913
Налог на сверхприбыль	**(3.179)**	6.387
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	**30.039**	13.047
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	**50.147**	(3.955)
Расходы по подоходному налогу	**106.303**	226.180

28. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчетные даты, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности на 31 декабря, включают следующее:

В миллионах тенге	2020 Корпоративный подоходный налог	2020 Налог на сверхприбыль	2020 Налог у источника	2020 Итого	2019 Корпоративный подоходный налог	2019 Налог на сверхприбыль	2019 Налог у источника	2019 Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	35.848	–	–	35.848	34.880	–	–	34.880
Перенесенные налоговые убытки	591.813	–	–	591.813	556.446	–	–	556.446
Начисленные обязательства в отношении работников	5.342	–	–	5.342	5.182	82	–	5.264
Обесценение финансовых активов	13	–	–	13	11	–	–	11
Обязательство за загрязнение окружающей среды	4.296	–	–	4.296	4.572	256	–	4.828
Прочие	52.186	–	–	52.186	51.985	3.893	–	55.878
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(582.261)	–	–	(582.261)	(532.114)	–	–	(532.114)
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(48.647)	–	–	(48.647)	(50.721)	(758)	–	(51.479)
Активы по отсроченному налогу	58.590	–	–	58.590	70.241	3.473	–	73.714
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	179.394	392	–	179.786	191.989	7.608	–	199.597
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	419.083	419.083	–	–	356.581	356.581
Прочее	5.672	–	–	5.672	4.763	–	–	4.763
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(48.647)	–	–	(48.647)	(50.721)	(758)	–	(51.479)
Обязательства по отсроченному налогу	136.419	392	419.083	555.894	146.031	6.850	356.581	509.462
Чистые обязательства по отсроченному налогу	77.829	392	419.083	497.304	75.790	3.377	356.581	435.748

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

28. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2020 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 582.261 миллион тенге (в 2019 году: 532.114 миллионов тенге).

Перенесенные налоговые убытки в РК по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов истекают в течение десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В миллионах тенге	**2020 Корпоративный подоходный налог**	**2020 Налог на сверхприбыль**	**2020 Налог у источника**	**2020 Итого**	2019 Корпоративный подоходный налог	2019 Налог на сверхприбыль	2019 Налог у источника	2019 Итого
Сальдо, нетто, отсроченного обязательства на 1 января	**75.790**	**3.377**	**356.581**	**435.748**	77.856	8.281	295.580	381.717
Пересчет валюты отчетности	**1.601**	**–**	**36.481**	**38.082**	1.112	–	(1.240)	(128)
Налоговый убыток/(доход) отраженный в составе прибыли или убытка за год	**546**	**(2.985)**	**26.021**	**23.582**	(1.999)	(4.904)	62.241	55.338
Налоговый доход за год, отраженный в составе прочего совокупного дохода	**(108)**	**–**	**–**	**(108)**	(1.179)	–	–	(1.179)
Сальдо, нетто, отсроченного обязательства на 31 декабря	**77.829**	**392**	**419.083**	**497.304**	75.790	3.377	356.581	435.748

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Условия сделок со связанными сторонами

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, предоставленных на основании тарифов. Непогашенные остатки на конец периода в основном необеспеченные и беспроцентные, расчеты по которым производятся наличными. Группа признает резервы на ОКУ по задолженности от связанных сторон в соответствии с теми же принципами и политикой по ОКУ, применяемыми для определения ОКУ по задолженности перед третьими сторонами.

Остатки по расчётам

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов:

В миллионах тенге	31 декабря	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2020**	**402.272**	**5.921**	**–**	**45.192**
	2019	327.597	6.168	–	52.843
Ассоциированные компании	**2020**	**4.345**	**3.541**	**–**	**–**
	2019	56.331	3.814	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2020**	**4.116**	**113**	**126.443**	**273.695**
	2019	6.381	712	192.548	269.335
СП	**2020**	**357.832**	**246.555**	**–**	**–**
	2019	519.351	217.027	–	–

Задолженность связанных/связанным сторонам

Компании, входящие в Самрук-Казына

По состоянию на 31 декабря 2020 года задолженность компаний, входящих в Самрук-Казына, в основном представлена облигациями, выпущенными Самрук-Казына на сумму 17.265 миллионов тенге, за вычетом резерва на ОКУ (31 декабря 2019 года: 16.241 миллионов тенге) (*Примечание 21*) и финансовой помощью, предоставленной Самрук-Казына на сумму 379.159 миллионов тенге, за вычетом резерва на ОКУ (31 декабря 2019 года: 307.568 миллионов тенге) (*Примечание 23*).

СП

По состоянию на 31 декабря 2020 года задолженность СП, в основном, представлена займом, предоставленным ГБШ в размере 172.151 миллион тенге (31 декабря 2019 года: 202.669 миллионов тенге), ПКОП в сумме 96.958 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 110.172 миллиона тенге), УГЛ в сумме 41.066 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 48.752 миллиона тенге) и авансами, выплаченными ТШО на сумму 16.094 миллионов тенге (на 31декабря 2019 года: 92.435 миллионов тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и сжиженного газа.

По состоянию на 31 декабря 2020 года задолженность перед СП, в основном, представлена кредиторской задолженностью за транспортировку газа ГБШ на сумму 47.821 миллион тенге (31 декабря 2019 года: 95.908 миллионов тенге) и АГП на сумму 36.625 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 39.323 миллиона тенге), кредиторской задолженностью за газ КРГ на сумму 54.985 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 30.477 миллионов тенге) и ТШО за поставку сырой нефти на сумму 67.578 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: ноль).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2020 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном, представлены размещенным Компанией депозитом в сумме 300 миллионов долларов США (эквивалентно 126.273 миллионам тенге) по рыночной ставке (31 декабря 2019 года: 500 миллионов долларов США или 192.547 миллионов тенге).

1 февраля 2021 года Компанией произведен возврат депозита на сумму 100 миллионов долларов США (эквивалентно 42.422 миллионам тенге).

Задолженность по займам связанным сторонам

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2020 года займы, подлежащие выплате связанным сторонам представлены займами, полученными АНПЗ, ПНХЗ и КТГ от БРК на общую сумму 273.695 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 269.335 миллионов тенге) (*Примечание 24*).

Выплаты по займам, предоставленным связанным сторонам

В 2020 году Группа получила выплаты от погашения основного долга и процентов по займу, выданному ПКОП на сумму 24.588 миллионов тенге и 5.492 миллиона тенге, соответственно (2019: 21.995 миллионов тенге и 7.954 миллиона тенге, соответственно), ГБШ на сумму 48.133 миллиона тенге и 9.336 миллионов тенге, соответственно (2019: 25.661 миллионов тенге и 6.327 миллионов тенге, соответственно), а также выплаты от погашения процентов КТК на сумму 9.596 миллионов тенге (2019: 12.656 миллионов тенге) и по «Казахстанскому Векселю» на сумму 37.847 миллионов тенге (2019: 47.663 миллионов тенге) *(Примечание 23)*.

Обороты по сделкам

В следующей таблице приводятся общие суммы по сделкам, которые были заключены со связанными сторонами в течение 2020 и 2019 годов:

В миллионах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2020**	**13.793**	**24.316**	**30.055**	**2.293**
	2019	42.250	20.030	24.054	2.841
Ассоциированные компании	**2020**	**21.000**	**24.710**	**2.740**	**–**
	2019	19.565	40.930	8.892	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2020**	**42.880**	**18.765**	**12.035**	**26.567**
	2019	7.149	3.540	1.300	20.728
Совместные предприятия	**2020**	**322.894**	**1.128.533**	**31.397**	**4.763**
	2019	307.075	1.511.600	43.324	11.183

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Продажи связанным сторонам/ приобретения у связанных сторон

СП

В 2020 году продажи СП были представлены в основном транспортно-грузовым обслуживанием, предоставленным ТШО в сумме 34.399 миллионов тенге (2019: 64.246 миллионов тенге), продажей компрессорной станции ГБШ на сумму 43.667 миллионов тенге (2019: 32.696 миллионов тенге) (Примечание 14), услугам по транспортировке и обслуживанию нефти, предоставленным МангистауМунайГаз, дочерней организации МИБВ, на сумму 53.591 миллион тенге и 72.251 миллион тенге, соответственно (2019: 59.235 миллионов тенге и 79.281 миллион тенге, соответственно) .

В 2020 году покупки у СП, в основном, были связаны с покупками сырой нефти у ТШО на сумму 687.896 миллионов тенге (2019: 1.131.890 миллионов тенге), за транспортные услуги, предоставленные ГБШ, на сумму 201.524 миллиона тенге (2019: 172.894 миллиона тенге) и АГП на сумму 106.160 миллионов тенге (2019: 97.904 миллион тенге).

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

За год, закончившийся 31 декабря 2020 и 2019 годов, общая сумма вознаграждения ключевому руководящему персоналу (члены Совета Директоров и Правления Группы), включенная в общие и административные расходы в консолидированном отчёте о совокупном доходе, составляет 8.159 миллиона тенге и 11.399 миллионов тенге, соответственно. Вознаграждение ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премий по результатам деятельности ключевого управленческого персонала, основанным на операционных результатах деятельности Группы.

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, финансовые гарантии, денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа, также, отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению. Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанная с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США. В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в денежных потоках активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их несущественности для консолидированных результатов деятельности Группы.

В миллионах тенге	Увеличение / (уменьшение) в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налогообложения
2020 год	**+14%**	**(335.219)**
	(11%)	**263.387**
2019 год	+12%	(291.448)
	-9%	218.586

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой. Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В миллионах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого-обложения
2020 год	**+1,00**	**(6.835)**
ЛИБОР	**-0,25**	**1.709**
2019 год		
ЛИБОР	+0,35	(2.419)
	-0,35	2.419

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 13*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, займы и дебиторская задолженность от связанных сторон и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

В следующей таблице показан риск профиль по денежным средствам, краткосрочным и долгосрочным депозитам Группы в банках по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов с использованием обозначений кредитных рейтингов «Fitch», либо при отсутствии таковых, с использованием их эквивалентов в рейтингах «S&P» и «Moody's».

%	На 31 декабря	
	2020	2019
AA- to A+	12%	27%
A to A-	30%	8%
BBB+ to BBB-	16%	22%
BB+ to BB-	41%	39%
B+ to B-	1%	4%

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближенной к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В миллионах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
На 31 декабря 2020 года						
Займы*	64.664	15.128	449.943	1.699.247	4.607.751	6.836.733
Торговая кредиторская задолженность	208.648	318.195	10.079	–	–	536.922
Финансовые гарантии**	–	16.339	48.734	172.619	313	238.005
Задолженность по аренде	395	515	16.061	26.236	20.448	63.655
Прочие финансовые обязательства	33.377	23.337	24.486	11.096	54.586	146.882
	307.084	373.514	549.303	1.909.198	4.683.098	7.822.197
На 31 декабря 2019 года						
Займы*	68.135	15.905	325.822	1.750.799	4.358.675	6.519.336
Торговая кредиторская задолженность	255.550	368.492	43.619	–	–	667.861
Финансовые гарантии**	–	15.953	43.699	207.850	626	268.128
Задолженность по аренде	4.922	204	5.795	26.026	10.419	47.366
Прочие финансовые обязательства	13.249	8.391	8.570	8.207	1.901	40.318
	341.856	408.945	427.705	1.992.882	4.371.621	7.543.009

* Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании, в виду неопределенности наступления сроков погашения. На 31 декабря 2020 года, задолженность по займам перед партнерами составила 7.175 миллионов тенге (31 декабря 2019 года: 2.683 миллиона тенге).

** Группа включает финансовые гарантии в таблицу ликвидности, однако, денежные оттоки по финансовым гарантиям зависят от определённых событий. Финансовая гарантия – это договор, согласно которому эмитент обязан произвести определенные выплаты с целью возмещения держателю инструмента убытка, понесенного им в связи с тем, что определенный должник не в состоянии совершить платеж в установленный срок в соответствии с первоначальными или пересмотренными условиями долгового инструмента. В 2020 и 2019 годах не было случаев использования существенных финансовых гарантий.

Управление капиталом

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация акционерной стоимости. Группа управляет своим капиталом для того, чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала.

Компания стремится составить структуру капитала для осуществления плана капитальных инвестиций и поддерживать кредитный рейтинг инвестиционного уровня в течение всего цикла. Поддержание финансовой гибкости является стратегически важным, чтобы противостоять цикличности индустрии и для осуществления органических и неорганических инвестиционных решений. Компания имеет расширенный внутренний процесс согласования капитальных затрат, новых проектов и получения займов.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы (*Примечание 24*), минус денежные средства и их эквиваленты *(Примечание 22)*, краткосрочные банковские депозиты *(Примечание 17)* и капитал, включающий выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль (*Примечание 23*).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Руководство Группы регулярно осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. Для достижения данной цели управление капиталом, среди прочего, должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным кредитам и займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов договорные условия по процентным кредитам и займам не нарушались (*Примечание 24*).

В миллионах тенге	**31 декабря 2020 года**	31 декабря 2019 года
Займы	**4.078.448**	3.837.504
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	**1.428.336**	1.423.956
Чистая задолженность	**2.650.112**	2.413.548
Капитал	**8.636.679**	8.196.656
Капитал и чистая задолженность	**11.286.791**	10.610.204

Стратегия, цели, политика и процедуры управления капиталом в течение периодов, закончившихся 31 декабря 2020 и 2019 годов, не изменялись.

30. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости

Балансовая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости Группы по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	31 декабря 2020 года					31 декабря 2019 года				
	Текущая стоимость	Справед-ливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки			Текущая стоимость	Справед-ливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
В миллионах тенге			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Облигации к получению от Самрук-Казына	17.265	16.916	–	16.916	–	16.241	18.835	–	18.835	–
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, задолженность по аренде к получению от СП	557.116	538.063	–	372.823	165.240	510.002	506.868	–	304.422	202.446
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	3.394.958	4.103.404	3.640.931	462.473	–	3.146.477	3.576.082	3.172.400	403.682	–
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	683.490	699.509	–	699.509	–	691.027	714.271	–	714.271	–
Выпущенные финансовые гарантии	14.910	15.464	–	–	15.464	20.189	20.189	–	–	20.189

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и прочие долговые инструменты были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам.

Все финансовые инструменты, в отношении которых справедливая стоимость признается или раскрывается, классифицируются в иерархии справедливой стоимости на основе данных самого низкого уровня, которые являются значимыми для оценки справедливой стоимости в целом, следующим образом:

Уровень 1 – котируемые (нескорректированные) рыночные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств;

Уровень 2 – методы оценки, для которых прямо или косвенно наблюдаются исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости;

Уровень 3 – методы оценки, для которых исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости, не наблюдаются.

В течение отчетного периода не было никаких переводов между Уровнем 1 и Уровнем 2, а также не осуществлялось перемещений в Уровень 3 или из него.

Для активов и обязательств, которые признаются по справедливой стоимости на постоянной основе, Группа определяет, произошли ли переводы между уровнями в иерархии, путем переоценки по категориям (на основе входных данных самого низкого уровня, которые важны для оценки справедливой стоимости в целом) в конце каждого отчетного периода. В течение года не было никаких изменений в процессах оценки Группы, методах оценки и типах исходных данных, используемых при оценке справедливой стоимости.

Ниже представлены значительные ненаблюдаемые исходные данные, используемые для оценок справедливой стоимости, отнесённые к Уровню 3 иерархии справедливой стоимости:

	Метод долевой оценки	Значительные ненаблюдаемые исходные данные	Диапазон на 31 декабря	
			2020	2019
Займы выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, задолженность по аренде к получению от СП	Метод дисконтированных денежных потоков	Ставка дисконтирования и процентная ставка	7,54%-9,9%	4,5%-9,1%
Выпущенные финансовые гарантии			4,9%	4,1%

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Операционная среда

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в спросе и предложении, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях. Цены, также, подвержены влиянию действий Правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен. Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа, в основном, не хеджирует свою подверженность риску изменения цен на товары.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая расхождения в подходах к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов весьма сурова. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2020 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2020 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. *Закон о трансфертном ценообразовании* (далее – Закон) требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки. Закон в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют небольшой опыт применения. Более того, Закон не предоставляет детальных инструкций по его применению к различным видам операций, в результате чего существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени. По состоянию на 31 декабря 2020 года Руководство считает, что его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

31. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Экологическая проверка ЭМГ

С 2018 года уполномоченными органами РК были проведены на ЭМГ три экологические проверки за период с ноября 2017 года по декабрь 2018 года, по результатам которых ЭМГ было получено уведомление об уплате ущерба, причиненного вследствие нарушения требований по рациональному и комплексному использованию недр.

По состоянию на 1 января 2019 года резерв по данным проверкам составил 26.070 миллионов тенге. В 2019 году ЭМГ подал заявление на возврат ранее уплаченных сумм в размере 10.420 миллионов тенге и увеличил резерв на эту сумму. При этом, во избежание штрафов за несвоевременную уплату, ЭМГ выплатил 6.472 миллиона тенге. Также в 2019 году на основании решения суда об уменьшении суммы начисленного экологического ущерба, ЭМГ произвел сторнирование признанных сумм в размере 25.433 миллиона тенге. В результате, по состоянию на 31 декабря 2019 года резерв на выплату экологического ущерба составил 4.585 миллионов тенге.

В течение 2020 года ЭМГ произвел сторнирование резерва на сумму 658 миллион тенге, нетто, и произвел выплату на сумму 3.364 миллиона тенге. Таким образом, резерв по состоянию на 31 декабря 2020 года составил 563 миллиона тенге.

Комплексная налоговая проверка на АНПЗ за 2015-2017 годы

15 декабря 2020 года АНПЗ получил результаты комплексной налоговой проверки за 2015-2017 годы, согласно которым сумма доначислений по НДС составила 9.257 миллионов тенге, включая НДС и пеню, а также сумма уменьшения переносимых убытков составила 29.026 миллионов тенге. АНПЗ не согласен с результатами налоговой проверки и 28 января 2021 года направил соответствующую жалобу в Министерство финансов РК. Группа считает, что риск доначисления налогов является низким и, соответственно, не признала резерв по данной проверке по состоянию на 31 декабря 2020 года.

Подписание мирового соглашения об окончательном урегулировании спора между КМГ Дриллинг с Консорциумом

По состоянию на 31 декабря 2019 года КМГ Дриллинг начислил резерв в размере 90 миллионов долларов США (эквивалентно 34.132 миллионам тенге) (*Примечание 11*) в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года в отношении арбитражного разбирательства с Консорциумом компаний (ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction») по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) от 5 июля 2012 года.

15 июля 2020 года КМГ Дриллинг и Консорциум компаний подписали соглашение об окончательном урегулировании спора с незначительным увеличением суммы урегулирования спора на 0,4 миллиона долларов США.

17 ноября 2020 года КМГ Дриллинг выплатил всю сумму урегулирования спора в размере 90,4 миллиона долларов США (эквивалентно 38.821 миллиону тенге по курсу обмена на дату транзакции). Таким образом, по состоянию на 31 декабря 2020 года данное разбирательство завершено.

Урегулирование гражданского разбирательства в КМГИ

5 декабря 2019 года Прокуратурой Румынии принято постановление о прекращении уголовного дела между Правительством Румынии и КМГИ в связи с истечением срока исковой давности.

На указанное постановление Прокуратуры Румынии была подана жалоба от следующих трех истцов:

1) Приватизационного агентства Румынии в части ненадлежащего исполнения КМГИ пост-приватизационных требований по обязательствам заводов Петромидия и Вега в 2013-2014 годах на 30 миллионов долларов США;

2) Faber Invest & Trade Inc. (далее – «Faber»), владелец неконтрольной доли участия в дочерних компаниях КМГИ, в части оспаривания ряда решений КМГИ в качестве акционера Rompetrol Rafinare S.A. на 55 миллионов долларов США;

3) г-на Стефенсон Джордж Филиппа, бывшего директора КМГИ.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Урегулирование гражданского разбирательства (КМГИ) (продолжение)

27 декабря 2019 года КМГИ оспорил постановление и требует, чтобы дело было прекращено по существу, а не по истечению срока исковой давности.

10 июля 2020 года Верховный суд вынес окончательное решение и отклонил все жалобы на постановление Прокуратуры Румынии.

Тем не менее, Faber возобновил жалобу по одному из предыдущих дел, по которому оспаривалось увеличение уставного капитала Rompetrol Rafinare Constanta, дочерней компании КМГИ, в 2003-2005 годах. Слушание состоялось 10 ноября 2020 года, но окончательное решение не было вынесено. Следующие слушания назначены на 16 марта 2021 года.

Группа считает, что ее позиция в отношении нового заявления Faber будет решена в пользу Группы, как в случае с другими схожими разбирательствами, разрешенными в 2020 году в пользу Группы. Соответственно, Группа не признала резерв по данному делу на 31 декабря 2020 года.

Завершение разбирательств касательно возможного нарушения антимонопольного законодательства на АНПЗ

Департамент Комитета по защите и развитию конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан по Атырауской области (далее – «Департамент») провел антимонопольное расследование в отношении АНПЗ.

9 июля 2020 года Департамент вынес заключение по результатам расследования по факту включения услуг сторонней организации в договоры прошлых лет по нефтепереработке (январь 2016 года – август 2018 года), что является нарушением законодательства РК в области конкуренции.

5 августа 2020 года Департамент выпустил предписание об устранении нарушений и возбудил дело в отношении АНПЗ в Административном суде.

Данное предписание АНПЗ обжаловал в Гражданском суде и, дополнительно, ходатайствовал перед Административным судом о приостановлении рассмотрения административного дела до вынесения решения Гражданским судом. Административный суд принял данное ходатайство.

10 сентября 2020 года Гражданский суд вынес решение о признании незаконным предписания Департамента и завершил рассмотрение данного дела. Данное решение было обжаловано Департаментом в Апелляционном суде, но 24 ноября 2020 Апелляционный суд вынес решение в пользу АНПЗ. Тем временем, 19 октября 2020 года Административный суд вынес решение о прекращении административного дела в отношении АНПЗ в связи с отсутствием состава административного правонарушения. Таким образом, по состоянию на 31 декабря 2020 года данное судебное разбирательство было завершено в пользу Группы.

Споры в отношении калькуляции пропорции раздела Прибыльного нефтегазового сырья с РК (Карачаганак)

Согласно Карачаганакскому Окончательному Соглашению о разделе продукции (ОСРП) раздел прибыльной продукции Карачаганакского проекта регулируется механизмом Индекса объективности. Во втором квартале 2014 года экономика Карачаганкского проекта достигла такого уровня, когда «сработал» триггер по Индексу объективности и пропорция по разделу доли Прибыльной продукции (profit oil) изменилась в пользу РК.

Вместе с тем, начиная с 20 августа 2014 года, Министерство экономики РК ежеквартально уведомляло Подрядные компании – участников ОСРП (Подрядные компании) о несогласии в отношении представленной калькуляции пропорции раздела Прибыльного нефтегазового сырья.

30 декабря 2016 года между РК и Подрядными компаниями был заключен юридически необязывающий Меморандум о взаимопонимании.

17 июля 2020 года между РК и Подрядными компаниями было подписано Соглашение об урегулировании спора в отношении надлежащей калькуляции Прибыльного нефтегазового сырья. В данном соглашении закреплены положения об освобождении Карачаганак от уплаты финансового вклада и возмещения затрат на арбитраж. 11 декабря 2020 года РК и Подрядными компаниями было подписано Соглашение о завершении спора. Таким образом, данный спор завершен и у Группы нет обязательств по состоянию на 31 декабря 2020 года.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Проверки возмещаемых затрат

В соответствии с основными принципами соглашения о разделе продукции («СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования. При этом, Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещаемых затрат, проведенных до 31 декабря 2020 года, определенные затраты были классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря 2020 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 1.078 миллионов долларов США (эквивалентно 453.641 миллиону тенге на отчетную дату) (2019 год: 1.052 миллиона долларов США, эквивалентно 402.474 миллиона тенге на отчетную дату), включая долю Группы в обязательствах совместного предприятия. Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов в РК, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребности внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2020 году, в соответствии со своими обязательствами, Группа поставила 6.401 тысячу тонны сырой нефти (2019 год: 6.224 тысячи тонны), включая долю Группы в поставках совместных предприятий и ассоциированных компаний, на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2020 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством, включая долю Группы в обязательствах совместных предприятий и ассоциированной компании:

В миллионах тенге	Капитальные расходы	Операционные расходы
Год		
2021	254.859	37.884
2022	94.841	3.625
2023	6.774	3.671
2024	5.003	2.994
2025-2048	5.448	32.221
итого	366.925	80.395

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2020 года обязательства Группы по договорам поставки нефти составили 8,2 миллионов тонн (31 декабря 2019 года: 12,8 миллионов тонн), включая долю Группы в обязательствах СП.

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2020 года у Группы, включая долю Группы в обязательствах СП, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству долгосрочных активов на общую сумму 196.531 миллион тенге (2019 год: 335.609 миллионов тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 года у Группы имелись обязательства в общей сумме 232.136 миллионов тенге (2019 год: 78.677 миллионов тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики РК и *Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК* (далее – «КРЕМ») и направленных на расширение производственных объектов.

Невыполненные контрактные обязательства КТО и ККТ в рамках инвестиционных программ

КТО и ККТ не выполнили свои обязательства в рамках инвестиционных программ предыдущих лет (2015-2019 годы) на 26.552 миллиона тенге и 14.477 миллионов тенге (доля Группы), соответственно. По состоянию на 31 декабря 2020 года эти суммы не были включены в обязательства Группы, поскольку:

- в отношении КТО, сумма неисполнения инвестиционной программы, в соответствии с требованием законодательства РК о естественных монополиях, учтена КРЕМ в утвержденном тарифе на регулируемую услугу по перекачке нефти на внутренний рынок РК на 2021-2025 годы;
- в отношении ККТ КРЕМ принял решение о применении временных компенсирующих тарифов с октября 2020 года по сентябрь 2022 года, но ККТ оспаривает данное решение в суде. 23 декабря 2020 ККТ выиграл судебное разбирательство. Однако, 26 января 2021 года КРЕМ подал заявление об обжаловании решения. В соответствии с законодательством РК применение компенсирующих тарифов приостанавливается до принятия окончательного судебного решения.

Нефинансовые гарантии

На 31 декабря 2020 и 2019 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её дочерних организаций, СП и ассоциированных сторон по договорам купли-продажи природного газа, транспортировки и прочим договорам.

На 31 декабря 2020 года руководство Группы считает, что не было ожидаемых случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

Операционные сегменты Группы имеют отдельные структуры и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг. Все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и услуг на разных рынках. Функции определяются как операционные сегменты, а) как осуществляющие деятельность, от которой имеют доходы и расходы; б) чьи операционные результаты регулярно анализируются руководством Группы, принимающим операционные решения.

Деятельность Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, реализация и транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Группа выделяет деятельность Компании в операционный сегмент «Корпоративный центр», поскольку Компания выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их несущественности.

Разбивка выручки по видам товаров и услуг представлена в *Примечании 5* к данной финансовой отчётности.

Выручка по *«Реализация сырой нефти, газа и продуктов переработки газа»* представляют собой в основном продажи, осуществляемые следующими операционными сегментами: *Реализация и транспортировка газа* в сумме 790.642 миллиона тенге (2019: 874.505 миллиона тенге), а также *Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов* в сумме 1.676.749 миллиона тенге (2019: 3.092.437 миллионов тенге).

Выручка по *«Реализации нефтепродуктов»* осуществляется операционными сегментами: *Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов* в сумме 989.881 миллионов тенге (2019: 1.665.356 миллионов тенге), *Разведка и добыча нефти и газа* в сумме 3.910 миллиона тенге (2019: 4.166 миллиона тенге) и *Корпоративный центр* в сумме 333.100 миллиона тенге (2019: 352.056 миллионов тенге).

Результаты деятельности сегмента оцениваются на основе выручки, чистой прибыли и показателя EBITDA, которые рассчитываются на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчётности.

Показатель EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не регулируемым МСФО, который используется руководством для оценки эффективности сегментов и определяется как прибыль до вычета износа, истощения и амортизации, обесценения основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке, расходов по разведке, обесценения инвестиций в СП и ассоциированные компании, финансовых доходов и расходов, и расходов по подоходному налогу.

EBITDA, % определяется как EBITDA определенного сегмента по отношению к общей EBITDA.

Элиминирования представляют собой исключение внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

Географическая информация

Основные средства *(Примечание 14)* Группы расположены в следующих странах:

В миллионах тенге	**2020 год**	2019 год
Казахстан	**3.730.070**	3.751.128
Другие страны	**639.675**	733.143
	4.369.745	4.484.271

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за 2020 год, а также об активах и обязательствах на 31 декабря 2020 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Корректировки и элиминации	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	8.981	216.843	931.073	2.955.444	334.092	109.604	–	4.556.037
Выручка от реализации другим сегментам	868.731	91.497	14.447	327.229	36.945	83.314	(1.422.163)	–
Итого выручка	**877.712**	**308.340**	**945.520**	**3.282.673**	**371.037**	**192.918**	**(1.422.163)**	**4.556.037**
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	(29.528)	(13.301)	(378.862)	(2.739.382)	(185.884)	(32.844)	1.102.735	(2.277.066)
Производственные расходы	(297.934)	(124.041)	(84.644)	(202.820)	(126.431)	(139.308)	234.392	(740.786)
Налоги кроме подоходного налога	(194.328)	(12.891)	(15.237)	(15.188)	(24.994)	(7.107)	186	(269.559)
Расходы по транспортировке и реализации	(118.054)	(8.019)	(321.042)	(62.381)	(7.752)	–	59.062	(458.186)
Общие и административные расходы	(30.219)	(16.775)	(24.507)	(46.690)	(51.053)	(25.096)	24.132	(170.208)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	182.572	93.525	231.337	(1.373)	–	5.134	–	511.195
EBITDA	**390.221**	**226.838**	**352.565**	**214.839**	**(25.077)**	**(6.303)**	**(1.656)**	**1.151.427**
EBITDA, %	**34%**	**20%**	**30%**	**19%**	**(2%)**	**(1%)**	**0%**	
Износ, истощение и амортизация	(118.157)	(39.253)	(42.856)	(146.764)	(3.200)	(10.053)	–	(360.283)
Финансовый доход	106.079	3.943	21.766	18.285	99.245	11.760	(151.325)	109.753
Финансовые затраты	(16.934)	(5.180)	(36.911)	(87.043)	(269.715)	(11.694)	129.926	(297.551)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	(61.908)	(10.534)	199	(164.736)	(2.279)	(4.436)	–	(243.694)
Расходы по разведке	(19.807)	–	–	–	–	–	–	(19.807)
Обесценение инвестиций в совместное предприятие и ассоциированную компанию	(30.654)	–	–	–	–	–	–	(30.654)
Расходы по подоходному налогу	(60.988)	(18.462)	(21.027)	4.028	(8.306)	(1.548)	–	(106.303)
Чистая прибыль за год	**171.149**	**161.288**	**268.040**	**(227.818)**	**(189.273)**	**(19.546)**	**8.057**	**171.897**
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	5.371.371	515.025	525.626	34.122	–	24.877	–	6.471.021
Капитальные затраты	167.609	48.900	125.608	84.649	11.811	15.586	–	454.163
Резервы на неликвидные ТМЗ, ОКУ по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, текущим финансовым активам, и резерв по обесценению текущих нефинансовых активов.	(4.495)	(6.457)	(7.240)	(46.112)	(25.141)	(9.254)	–	(98.699)
Активы сегмента	**7.861.383**	**1.189.807**	**2.405.880**	**2.654.458**	**1.302.283**	**263.518**	**(1.024.042)**	**14.653.287**
Обязательства сегмента	**814.551**	**198.810**	**921.668**	**1.704.835**	**3.269.893**	**105.549**	**(998.698)**	**6.016.608**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЁТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях или убытках за 2019 год, а также об активах и обязательствах на 31 декабря 2019 года по операционным сегментам Группы:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	7.592	236.485	1.102.110	5.035.188	352.056	125.425	–	6.858.856
Выручка от реализации другим сегментам	1.302.744	100.253	965	540.947	78.121	87.505	(2.110.535)	–
Итого выручка	1.310.336	336.738	1.103.075	5.576.135	430.177	212.930	(2.110.535)	6.858.856
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(33.719)	(13.666)	(490.142)	(4.972.915)	(212.655)	(33.252)	1.842.605	(3.913.744)
Производственные расходы	(295.687)	(149.033)	(71.978)	(203.864)	(110.379)	(145.595)	254.843	(721.693)
Налоги кроме подоходного налога	(379.725)	(13.287)	(17.388)	(13.584)	(22.417)	(7.894)	–	(454.295)
Расходы по транспортировке и реализации	(123.725)	(1.145)	(272.174)	(69.264)	(7.137)	(3)	53.046	(420.402)
Общие и административные расходы	(15.439)	(15.877)	(35.900)	(45.247)	(35.244)	(71.175)	4.915	(213.967)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	500.737	75.474	242.336	(3.248)	–	12.680	–	827.979
EBITDA	962.778	219.204	457.829	268.013	42.345	(32.309)	44.874	1.962.734
EBITDA, %	49%	11%	23%	14%	2%	(2%)	2%	
Износ, истощение и амортизация	(94.432)	(39.257)	(41.567)	(143.875)	(4.177)	(14.116)	–	(337.424)
Финансовый доход	202.592	7.298	29.589	43.975	130.878	10.729	(184.181)	240.880
Финансовые затраты	(21.460)	(7.095)	(43.443)	(127.391)	(264.841)	(8.333)	155.130	(317.433)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	(6.550)	(24.783)	816	(93.161)	(11)	(27.062)	–	(150.751)
Расходы по разведке	(57.068)	–	–	–	–	–	–	(57.068)
Расходы по подоходному налогу	(138.762)	(20.825)	(39.917)	(12.241)	(12.923)	(1.512)	–	(226.180)
Чистая прибыль за год	842.496	136.906	362.344	(36.553)	(119.657)	(68.083)	41.004	1.158.457
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	4.788.314	384.173	350.732	40.304	–	26.861	–	5.590.384
Капитальные затраты	256.725	44.926	91.744	79.492	14.323	18.098	–	505.308
Резервы на неликвидные ТМЗ, ОКУ по торговой дебиторской задолженности, займам и дебиторской задолженности от связанных сторон, текущим финансовым активам, и резерв по обесценению текущих нефинансовых активов.	(3.146)	(5.173)	(9.991)	(46.020)	(22.297)	(9.903)	–	(96.530)
Активы сегмента	7.504.518	1.080.046	2.195.386	2.854.018	1.480.009	454.084	(1.486.146)	14.081.915
Обязательства сегмента	748.226	204.540	956.917	1.771.290	3.453.634	117.899	(1.367.247)	5.885.259

33. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

Получение новых и погашение текущих займов:

АНПЗ:

- 5 и 11 января 2021 года, в целях рефинансирования имеющегося займа в БРК, получил от Народного Банка долгосрочные займы в сумме 53.627 миллионов тенге.
- 14 января 2021 года, частично выплатил основной долг по займу, полученному от Экспортно-Импортного Банка Китая в сумме 79 миллионов долларов США (эквивалентно 33.133 миллионам тенге), включая вознаграждение.
- 15 января 2021 года, выплатил основной долг и купонное вознаграждение по облигациям Самрук-Казына на общую сумму 7.387 миллионов тенге.
- 21 января 2021 года, частично выплатил основной долг по займам, полученным от БРК в сумме 10.889 миллионов тенге, включая вознаграждение.
- 21 января 2021 года, полностью выплатил основной долг по займу, полученному от БРК в сумме 142 миллиона долларов США (эквивалентно 59.451 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В феврале 2021 года *КМГИ* получило новый заем от Cargill, финансовый институт США, на сумму 50 миллионов долларов США (эквивалентно 21.187 миллионам тенге).

Судебные разбирательства:

19 февраля 2021 года вынесено решение по арбитражному разбирательству по исковому заявлению КТГ в отношении партнеров Северо-Каспийского Проекта по расчету договорной цены на газ с Кашаганского месторождения. Арбитражное решение (далее – Решение) вынесено в пользу КТГ. В соответствии с Решением стороны, в течении 30 дней со дня его вынесения, должны произвести расчёты на основе установленных Решением принципов и определить суммы к выплате в пользу КТГ, включая возмещение юридических расходов. Ввиду того, что окончательное арбитражное решение еще не было вынесено и сумма возмещения не может быть достоверно определена, Группа не признала эффект данного разбирательства в консолидированной финансовой отчетности.

АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года с отчётом независимого аудитора

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность
Консолидированный отчёт о совокупном доходе 1-2
Консолидированный отчёт о финансовом положении 3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств 5-8
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале 9-11
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 12-112

Building a better working world

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, д. 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 59 60
Fax: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционерам и руководству АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за годы, закончившиеся на указанные даты, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за годы, закончившиеся на указанные даты, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе *«Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности»* нашего отчета. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с *Кодексом этики профессиональных бухгалтеров* Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита - это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе *«Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности»* нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
Обесценение долгосрочных активов	
Мы считаем, что данный вопрос является одним из самых значимых в нашей аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестиции в нефтегазодобывающие и перерабатывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчётности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность нестабильности цен на нефть и тенге, увеличения инфляции и стоимости заимствований и неопределенности в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Группы и может потенциально привести к обесценению активов Группы. Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи. Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в *Примечании 4* к консолидированной финансовой отчётности.	Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчёта возмещаемой стоимости, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчёте возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами. Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями. Мы оценили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности результатов теста на обесценение к изменениям допущений. Мы проанализировали раскрытие информации о тесте на обесценение в консолидированной финансовой отчетности.

Building a better working world

Соблюдение установленных показателей по обязательствам

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые ограничительные условия. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объёмов торговли, выручки и прибыли, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к дефициту финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по кредитным соглашениям Группы. Соблюдение ограничительных условий по кредитным соглашениям является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчётности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчёте о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в *Примечании 25* к консолидированной финансовой отчётности.

Мы изучили условия кредитных соглашений и проанализировали финансовые и нефинансовые ограничительные условия, условия досрочного погашения и случаи дефолта. Мы изучили наличие подтверждений, полученных от банков в отношении соблюдения финансовых ограничительных условий. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы проверили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Мы проанализировали раскрытия в отношении соблюдения установленных показателей по обязательствам в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Оценка запасов и ресурсов нефти и газа

Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов углеводородов может оказать существенное влияние на результаты теста на обесценения, а также на показатели износа, истощения и амортизация и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Запасы и ресурсы также являются фундаментальными показателями будущего потенциала деятельности Группы.

Мы выполнили процедуру по оценке компетентности, возможностей и объективности внешнего эксперта, привлеченного Группой для оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Мы оценили предпосылки, использованные внешним экспертом, и сравнили их с макроэкономическими показателями, прогнозами добычи углеводородов, эксплуатационными затратами, капитальными вложениями и другими производственными показателями,

Информация об оценке запасов и ресурсов нефти и газа раскрыта в *Примечании 4* к консолидированной финансовой отчётности как часть существенных бухгалтерских оценок.

утвержденными руководством Группы. Мы сравнили оценки запасов и ресурсов с оценками, использованными в анализе активов на обесценение, начислении износа, истощения и амортизации, а также обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2019 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2019 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений. Если на основании проведенной нами работы мы приходим к выводу о том, что такая прочая информация содержит существенное искажение, мы обязаны сообщить об этом факте. У нас нет сведений о таких фактах.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчётность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Building a better working world

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;

- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Building a better working world

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнер, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Гульмира Турмагамбетова.

ТОО „Эрнст энд Янг"

Гульмира Турмагамбетова
Аудитор / Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Квалификационное свидетельство аудитора №0000374 от 21 февраля 1998 года

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан серии МФЮ-2 № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15 июля 2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

5 марта 2020 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

		За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	**Прим.**	**2019**	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
Выручка и прочие доходы				
Выручка	6	**6.858.856**	6.988.964	4.793.763
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	**827.979**	697.326	414.950
Финансовый доход	14	**240.880**	161.027	122.574
Доход от выбытия дочерних организаций	5	**17.481**	18.359	–
Прочий операционный доход		**24.936**	23.035	20.165
Итого выручка и прочие доходы		**7.970.132**	7.888.711	5.351.452
Расходы и затраты				
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	8	**(3.913.744)**	(4.312.958)	(2.729.514)
Производственные расходы	9	**(721.693)**	(604.475)	(624.346)
Налоги кроме подоходного налога	10	**(454.295)**	(477.732)	(354.447)
Износ, истощение и амортизация	35	**(337.424)**	(285.186)	(238.021)
Расходы по транспортировке и реализации	11	**(420.402)**	(370.777)	(238.063)
Общие и административные расходы	12	**(213.967)**	(213.485)	(163.780)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, и активов по разведке и оценке	13	**(207.819)**	(165.522)	(24.660)
Восстановление обесценения инвестиций в совместное предприятие	19	–	–	14.845
Прочие расходы		**(7.203)**	(23.283)	(34.767)
Финансовые затраты	14	**(317.433)**	(427.655)	(306.355)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		**8.479**	(38.320)	67.055
Итого расходы и затраты		**(6.585.501)**	(6.919.393)	(4.632.053)
Прибыль до учёта подоходного налога		**1.384.631**	969.318	719.399
Расходы по подоходному налогу	30	**(226.180)**	(279.260)	(190.285)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		**1.158.451**	690.058	529.114
Прекращенная деятельность				
Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	5	**6**	3.453	(3.666)
Чистая прибыль за год		**1.158.457**	693.511	525.448
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:				
Акционеров Материнской Компании		**1.197.157**	695.864	443.408
Неконтрольную долю участия		**(38.700)**	(2.353)	82.040
		1.158.457	693.511	525.448

Учетная политика и примечания на страницах 12 – 112 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

		За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	**Прим.**	**2019**	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
Прочий совокупный доход				
Прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:				
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		**(32.072)**	479.196	(75.011)
Налоговый эффект		**(1.240)**	–	–
Реклассифицированная курсовая разница группы выбытия		**–**	(476)	(424)
Чистый прочий совокупный (убыток)/доход за год, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**(33.312)**	478.720	(75.435)
Прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:				
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами Группы		**(5.688)**	(3.658)	(1.148)
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами совместных предприятий		**199**	(160)	(173)
Прочие		**–**	–	(150)
Налоговый эффект		**1.179**	(86)	8
Чистый прочий совокупный убыток за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**(4.310)**	(3.904)	(1.463)
Прочий совокупный (убыток)/доход за год		**(37.622)**	474.816	(76.898)
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		**1.120.835**	1.168.327	448.550
Итого совокупный доход за год, приходящийся на:				
Акционеров Материнской Компании		**1.159.447**	1.161.007	366.949
Неконтрольную долю участия		**(38.612)**	7.320	81.601
		1.120.835	1.168.327	448.550

* *Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2018 и 2017 год, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 3.*

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Д.С. Карабаев

Управляющий директор – финансовый контролер

А.Ж. Бекназарова

Главный бухгалтер

Е.Е. Орынбаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

		За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	**Прим.**	**2019**	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Основные средства	15	**4.484.271**	4.515.170	4.080.165
Активы в форме права пользования		**38.379**	–	–
Активы по разведке и оценке	16	**179.897**	189.800	253.326
Инвестиционная недвижимость		**9.541**	24.188	27.423
Нематериальные активы	17	**171.172**	173.077	185.205
Долгосрочные банковские вклады	18	**52.526**	52.297	48.523
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	19	**5.590.384**	4.895.444	3.823.630
Активы по отсроченному налогу	30	**73.714**	97.881	98.681
НДС к возмещению		**133.557**	113.073	96.666
Авансы за долгосрочные активы		**73.367**	27.176	124.907
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	**615.546**	638.528	672.449
Прочие финансовые активы		**2.488**	4.753	4.161
Прочие долгосрочные активы		**17.162**	16.942	17.401
		11.442.004	10.748.329	9.432.537
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	20	**281.215**	312.299	250.369
НДС к возмещению		**74.049**	66.522	69.605
Предоплата по подоходному налогу	30	**54.517**	53.143	36.135
Торговая дебиторская задолженность	21	**397.757**	493.977	467.867
Краткосрочные банковские вклады	18	**359.504**	386.459	1.638.941
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	**138.719**	148.615	169.502
Прочие текущие активы	21	**262.094**	204.723	196.110
Денежные средства и их эквиваленты	23	**1.064.452**	1.539.453	1.263.987
		2.632.307	3.205.191	4.092.516
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	5	**7.604**	61.760	24.905
		2.639.911	3.266.951	4.117.421
ИТОГО АКТИВОВ		**14.081.915**	14.015.280	13.549.958

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

		За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	Прим.	2019	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал	24	**916.541**	916.541	709.345
Дополнительный оплаченный капитал	24	**40.794**	40.794	243.876
Прочий капитал		**83**	83	83
Резерв от пересчета валюты отчетности		**1.731.747**	1.764.108	1.295.091
Нераспределённая прибыль		**5.469.236**	4.341.063	3.665.192
Относящийся к акционерам материнской компании		**8.158.401**	7.062.589	5.913.587
Неконтрольная доля участия	24	**38.255**	80.480	870.018
Итого капитала		**8.196.656**	7.143.069	6.783.605
Долгосрочные обязательства				
Займы	25	**3.584.076**	3.822.648	3.417.112
Резервы	26	**273.589**	229.797	203.775
Обязательства по отсроченному налогу	30	**509.462**	479.598	380.738
Обязательства по аренде		**35.996**	6.550	5.314
Предоплата по договорам поставки нефти	27	**—**	480.250	581.578
Прочие долгосрочные обязательства		**43.694**	45.213	51.879
		4.446.817	5.064.056	4.640.396
Текущие обязательства				
Займы	25	**253.428**	330.590	884.140
Резервы	26	**103.538**	98.471	78.812
Подоходный налог к уплате	30	**13.011**	13.272	10.081
Торговая кредиторская задолженность	28	**667.861**	632.739	513.851
Прочие налоги к уплате	29	**86.666**	105.026	101.198
Обязательства по аренде		**10.922**	2.656	1.676
Предоплата по договорам поставки нефти	27	**—**	384.199	332.330
Прочие текущие обязательства	28	**303.016**	236.163	201.940
		1.438.442	1.803.116	2.124.028
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	5	**—**	5.039	1.929
Итого обязательств		**5.885.259**	6.872.211	6.766.353
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		**14.081.915**	14.015.280	13.549.958
Балансовая стоимость одной акции	24	**13,154**	11,424	11,195

Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за годы, закончившиеся 31 декабря, 2018 и 2017, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 3.

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Д.С. Карабаев

Управляющий директор – финансовый контролер

А.Ж. Бекназарова

Главный бухгалтер

Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 12 – 112 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В миллионах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря 2019	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
Денежные потоки от операционной деятельности				
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности		**1.384.631**	969.318	719.399
Прибыль/(убыток) до учета подоходного налога от прекращенной деятельности		**6**	3.453	(3.666)
Прибыль до учета подоходного налога		**1.384.637**	972.771	715.733
Корректировки:				
Износ, истощение и амортизация	35	**337.424**	285.186	238.021
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	13	**207.819**	165.522	24.660
(Восстановление) инвестиции в совместное предприятие	19	**–**	–	(14.845)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи		**24**	168	68
(Восстановление) /начисление резерва обесценения долгосрочных авансов	12	**(11)**	–	1.188
(Восстановление)/начисление резерва на неликвидные запасы		**(2.534)**	4.339	345
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности	12	**1.892**	(1.489)	1.056
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам	12	**12.246**	1.225	(120)
НДС списанный на расходы	12	**6.910**	3.031	7.923
Начисление/(восстановление) обесценения НДС к возмещению	12	**15.703**	4.215	(24.158)
Корректировка справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу		**–**	2.291	711
Курсовая разница, нетто		**4.142**	(6.061)	(62.879)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		**6.430**	3.517	3.815
Нереализованные (доходы) / убытки от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		**(465)**	(415)	231
Реализованные (доходы) / убытки от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		**(8.410)**	1.435	3.534
Корректировка оплаты авансов полученных на поставку нефти (*Примечание 27*)		**(864.450)**	(344.274)	(244.559)
Финансовые затраты	14	**317.433**	427.655	306.355
Финансовые затраты от прекращенной деятельности		**–**	85	131
Финансовый доход	14	**(240.880)**	(161.027)	(122.574)
Финансовый доход от прекращенной деятельности		**–**	(66)	(427)
Доход от выбытия дочерних организаций	5	**(17.481)**	(18.359)	–
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированной компании, нетто	30	**(827.979)**	(697.326)	(414.950)
Изменение в финансовых гарантиях		**(6.956)**	1.405	1.381
Изменение в резервах	26	**2.967**	6.711	(9.896)
Операционная прибыль до корректировок оборотного капитала		**328.461**	650.539	410.744

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

	За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	**2019**	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
Изменение в предоплате НДС к возмещению	**(28.070)**	(12.250)	(9.466)
Изменение в товарно-материальных запасах	**11.710**	(55.606)	(53.833)
Изменение в торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активах	**11.466**	26.369	(17.795)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности и контрактных обязательствах	**(23.578)**	(39.896)	61.908
Изменение в авансах полученных на поставку нефти (*Примечание 27*)	**–**	172.322	175.133
Изменение в прочих налогах к уплате	**(19.916)**	28.022	81.303
Денежные потоки, полученные от операционной деятельности	**280.073**	769.500	647.994
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	**126.461**	160.061	271.783
(Выплаты)/поступления по производным финансовым инструментам, нетто	**(7)**	(225)	57
Подоходный налог уплаченный	**(161.979)**	(186.199)	(112.605)
Вознаграждение полученное	**118.207**	134.365	104.804
Вознаграждение уплаченное	**(238.954)**	(248.341)	(216.640)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности	**123.801**	629.161	695.393
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Изъятие / (размещение) банковских вкладов, нетто	**28.987**	1.295.272	(457.273)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов	**(444.193)**	(430.305)	(464.353)
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов	**42.776**	8.711	1.408
Поступление денежных средств от продажи дочерних организаций (*Примечание 5*)	**56.760**	18.112	9.151
Денежные средства приобретенных дочерних организаций	**–**	–	181
Приобретения и взносы в уставный капитал совместных предприятий	**(889)**	(1.467)	(3)
Поступление денежных средств от продажи совместных предприятий *(Примечание 19)*	**–**	2.000	–
Возврат взноса в совместные предприятия	**–**	93.072	1.715
Займы, предоставленные связанным сторонам	**(56.516)**	(64.716)	(184.708)
Погашение займов, выданных связанным сторонам (*Примечание 31*)	**47.656**	40.984	455
Изъятие/(приобретение) долговых инструментов	**454**	244	(332)
Поступления по векселю к получению от акционера совместного предприятия *(Примечание 31)*	**5.403**	29.174	–
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности	**(319.562)**	991.081	(1.093.759)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам (*Примечание 25*)	**271.772**	1.249.907	1.508.170
Погашение займов (*Примечание 25*)	**(444.656)**	(2.069.977)	(689.074)
Дивиденды выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК (*Примечание 24*)	**(36.998)**	(36.273)	(45.878)
Дивиденды выплаченные акционерам неконтрольной доли (*Примечание 24*)	**(5.693)**	(6.390)	(12.416)
Выкуп собственных акций дочерней организацией *(Примечание 24)*	**(2.318)**	(642.524)	–
Распределения в пользу Самрук-Казына	**(36.297)**	(13.553)	(22.652)
Погашение обязательств по основному долгу аренды	**(16.181)**	(1.558)	(1.069)

Учетная политика и примечания на страницах 12 – 112 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	2019	2018* (Пересчитано)	2017* (Пересчитано)
Чистое движение денежных средств, (использованных)/полученных от финансовой деятельности	**(270.371)**	(1.520.368)	737.081
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	**(14.985)**	179.467	22.437
Изменение в резерве ожидаемых кредитных убытков	**(279)**	(98)	–
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	**(481.396)**	279.243	361.152
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	**1.545.848**	1.266.605	905.453
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	**1.064.452**	1.545.848	1.266.605

* *Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря, 2018 и 2017, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 3.*

НЕДЕНЕЖНЫЕ И ПРОЧИЕ ОБОРОТЫ: ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

Следующие значительные неденежные и другие операции были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

Кредиторская задолженность за долгосрочные активы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, кредиторская задолженность за приобретение основных средств увеличилась на 97.382 миллионов тенге (2018 год: 41.609 миллионов тенге, 2017 год: 11.795 миллионов тенге).

Приобретение основных средств

В 2018 и 2017 годах Группа получила основные средства в счет банковских аккредитивов (в рассрочку) на сумму 33.216 миллионов тенге и 135.393 миллионов тенге, которые были признаны в составе поступлений основных средств (*Примечание 25*).

Вклад газопроводов

В 2018 году Компания выпустила простые акции на общую сумму 207.196 миллионов тенге в обмен на газопроводы, полученные от Самрук-Казына и признанные ранее в качестве дополнительного оплаченного капитала (*Примечание 24*).

Списание займов у партнеров по контрактам на недропользование и капитализация затрат по займам

Группой и ее партнерами были добровольно расторгнуты в 2019 году один и 2018 году два контракта на недропользование. Эти проекты финансировались по принципу кэрри-финансирования, в соответствии с которым доля расходов Группы финансировалась партнерами проекта. Данное финансирование было отражено в займах Группы и подлежали оплате после начала коммерческой добычи и при наличии положительных денежных потоков. Так как проекты были прекращены, Группа списала соответствующие займы на 110.930 миллионов тенге в 2019 году и 53.263 миллионов тенге в 2018 году (Примечание 25).

Капитализация вознаграждений

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа капитализировала вознаграждения по займам в балансовой стоимости основных средств в размере 2.525 миллионов тенге (2018 год: 21.715 миллионов тенге, 2017 год: 26.532 миллионов тенге) (Примечание 25).

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

НЕДЕНЕЖНЫЕ и ПРОЧИЕ ОБОРОТЫ: ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ (продолжение)

Финансовая гарантия

В течение 2019 года Группа предоставила финансовую гарантию за совместные предприятия для обеспечения их займов. При первоначальном признании справедливая стоимость финансовой гарантии была равна 11.162 миллиона тенге и была признана как увеличение балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие (2018 и 2017 года: ноль) (*Примечание 19*).

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Д.С. Карабаев

Управляющий директор – финансовый контролер

А.Ж. Бекназарова

Главный бухгалтер

Е.Е. Орынбаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2016 года	696.377	243.655	222	1.370.264	3.322.319	5.632.837	801.560	6.434.397
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	443.408	443.408	82.040	525.448
Прочий совокупный убыток	–	–	–	(75.173)	(1.286)	(76.459)	(439)	(76.898)
Итого совокупный доход за год	–	–	–	(75.173)	442.122	366.949	81.601	448.550
Взнос в уставный капитал	12.968	221	–	–	–	13.189	–	13.189
Дивиденды (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(45.879)	(45.879)	(13.269)	(59.148)
Распределения Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(23.634)	(23.634)	–	(23.634)
Операции с Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(29.736)	(29.736)	–	(29.736)
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	–	–	(131)	–	–	(131)	131	–
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	–	–	(8)	–	–	(8)	(5)	(13)
На 31 декабря 2017 года	709.345	243.876	83	1.295.091	3.665.192	5.913.587	870.018	6.783.605

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2017 года	709.345	243.876	83	1.295.091	3.665.192	5.913.587	870.018	6.783.605
Эффект от применения МСФО 9 и МСФО 15	–	–	–	–	(12.391)	(12.391)	(6)	(12.397)
На 1 января 2018 года	709.345	243.876	83	1.295.091	3.652.801	5.901.196	870.012	6.771.208
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	695.864	695.864	(2.353)	693.511
Прочий совокупный доход	–	–	–	469.017	(3.874)	465.143	9.673	474.816
Итого совокупный доход за год	–	–	–	469.017	691.990	1.161.007	7.320	1.168.327
Взнос в уставный капитал (*Примечание 24*)	207.196	(203.082)	–	–	–	4.114	–	4.114
Дивиденды (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(36.272)	(36.272)	(6.200)	(42.472)
Распределения Самрук-Казына (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(27.383)	(27.383)	–	(27.383)
Операции с Самрук-Казына (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(88.546)	(88.546)	–	(88.546)
Приобретение дочерних компаний	–	–	–	–	–	–	345	345
Выкуп собственных акций дочерней компании (*Примечание 24*)	–	–	–	–	148.473	148.473	(790.997)	(642.524)
На 31 декабря 2018 года	916.541	40.794	83	1.764.108	4.341.063	7.062.589	80.480	7.143.069

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционеров Материнской Компании							
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2018 года	**916.541**	**40.794**	**83**	**1.764.108**	**4.341.063**	**7.062.589**	**80.480**	**7.143.069**
Применение МСФО 16 *(Примечание 3)*	–	–	–	–	(4.268)	(4.268)	(910)	(5.178)
На 1 января 2019 года (пересчитано)	**916.541**	**40.794**	**83**	**1.764.108**	**4.336.795**	**7.058.321**	**79.570**	**7.137.891**
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	1.197.157	1.197.157	(38.700)	1.158.457
Прочий совокупный (убыток)/доход	–	–	–	(32.361)	(5.349)	(37.710)	88	(37.622)
Итого совокупный доход за год	–	–	–	(32.361)	1.191.808	1.159.447	(38.612)	1.120.835
Дивиденды (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(36.998)	(36.998)	(4.138)	(41.136)
Распределения Самрук-Казына (*Примечание 24*)	–	–	–	–	(6.194)	(6.194)	–	(6.194)
Операции с Самрук-Казына *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(14.184)	(14.184)	–	(14.184)
Выкуп собственных акций дочерней компании *(Примечание 24)*	–	–	–	–	(1.991)	(1.991)	(473)	(2.464)
Взнос в уставный капитал без изменения доли владения акциями	–	–	–	–	–	–	1.908	1.908
На 31 декабря 2019 года	**916.541**	**40.794**	**83**	**1.731.747**	**5.469.236**	**8.158.401**	**38.255**	**8.196.656**

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Д.С. Карабаев

Управляющий директор – финансовый контролер

А.Ж. Бекназарова

Главный бухгалтер

Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 12 – 112 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлся АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан («Национальный Банк РК») приобрел 10% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2019 года Компания имеет доли участия в 54 операционных компаниях (в 2018 году: 57, в 2017 году: 52) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Нур-Султан, улица Кунаева, 8.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 33*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена к выпуску Заместителем председателя Правления – финансовым директором, Управляющим директором – финансовым контролером и Главным бухгалтером Компании 5 марта 2020 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до миллионов, за исключением специально оговоренных случаев.

Группа изменила единицу представления валюты консолидированной финансовой отчётности с тысяч на миллион тенге, поскольку Группа считает, что это является более уместным для пользователей консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Предприятия Группы

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты (продолжение)

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2019 года составлял 382,59 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2019 года (в 2018 году: 384,20 тенге за 1 доллар США, в 2017 году: 332,33). Обменный курс КФБ на 5 марта 2020 года составлял 380,53 тенге за 1 доллар США.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2019 года. Группа не применяла досрочно какие-либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

Группа впервые применяет МСФО (IFRS) 16 *«Аренда»* в 2019 году. Информация о характере и влиянии этих изменений раскрыта ниже. Группа также впервые применила некоторые поправки и разъяснения в 2019 году, но они не оказали влияния на её консолидированную финансовую отчётность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет собой МСФО (IAS) 17 *«Аренда»*, Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 *«Определение наличия в соглашении признаков аренды»*, Разъяснение ПКР (SIC) 15 *«Операционная аренда – стимулы»* и Разъяснение ПКР (SIC) 27 *«Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды»*. Стандарт устанавливают принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали большинство договоров аренды в балансе.

Порядок учёта для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую. Таким образом, применение МСФО (IFRS) 16 не оказало влияния на учет договоров аренды, по которым Группа является арендодателем.

Группа применила МСФО (IFRS) 16 с использованием модифицированного ретроспективного метода с 1 января 2019 года. Согласно данному методу стандарт применяется ретроспективно с признанием суммарного эффекта при первоначальном применении стандарта на дату первоначального применения. При переходе на стандарт Группа решила использовать упрощение практического характера, позволяющее применять стандарт только к договорам, которые ранее были идентифицированы как договоры аренды с применением МСФО (IAS) 17 и Разъяснения КРМФО (IFRIC) 4 на дату первоначального применения. Группа также решила использовать освобождения от признания для договоров аренды, срок аренды по которым на дату начала аренды и на дату первого применения стандарта составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опцион на покупку (краткосрочная аренда), а также для договоров аренды, в которых базовый актив имеет низкую стоимость (аренда активов с низкой стоимостью), использовала в качестве альтернативы проверке на предмет обесценения анализ обременительного характера договоров аренды непосредственно до даты первоначального применения и использовала суждения задним числом при определении срока аренды, если договор содержал опцион на продление или прекращение аренды.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (продолжение)

Влияние применения МСФО (IFRS) 16 на консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 1 января 2019 года:

В миллионах тенге	На 1 января 2019 года
Активы	
Основные средства *(Примечание 15)*	(524)
Активы в форме права пользования	44.398
Авансы за долгосрочные активы	(2.364)
Итого активов	**41.510**
Капитал	
Нераспределённая прибыль	(4.268)
Неконтрольная доля участия	(910)
	(5.178)
Обязательства	
Обязательства по аренде	46.688
Итого капитала и обязательств	**41.510**

В момент заключения договора Группа оценивает, является ли соглашение арендой либо содержит ли оно признаки аренды. Иными словами, Группа определяет, передает ли договор право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода времени в обмен на возмещение.

а) Характер влияния применения МСФО (IFRS) 16

У Группы имеются договоры аренды различных установок, машин, транспортных средств и прочего оборудования. До применения МСФО (IFRS) 16 Группа классифицировала каждый договор аренды (по которому она являлась арендатором) на дату начала арендных отношений как финансовую аренду или как операционную аренду. Договор аренды классифицировался как финансовая аренда, если Группе передавались практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом; в противном случае договор аренды классифицировался как операционная аренда. Финансовая аренда капитализировалась на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества или, если эта сумма меньше, по приведенной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределялись между процентами (которые признавались как затраты по финансированию) и уменьшением обязательства по аренде. В случае операционной аренды стоимость арендованного имущества не капитализировалась, а арендные платежи признавались в качестве расходов по аренде в составе прибыли или убытка линейным методом на протяжении срока аренды. Все авансовые арендные платежи и начисленные арендные платежи признавались как авансы полученные, торговая кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства, соответственно.

В результате применения МСФО (IFRS) 16 Группа начала использовать единый подход к признанию и оценке всех договоров аренды, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Группа применила особые переходные требования и упрощения практического характера, предусмотренные стандартом.

Аренда, ранее классифицированная как финансовая аренда

Для аренды, ранее классифицированной как финансовая аренда, Группа не изменила первоначальную балансовую стоимость признанных активов и обязательств на дату первоначального признания (т.е. активы в форме права пользования и обязательства по аренде оценивались в сумме, равной величине активов по аренде и обязательств по аренде, признанной с применением МСФО (IAS) 17). Требования МСФО (IFRS) 16 были применены к такой аренде с 1 января 2019 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Аренда, ранее классифицированная как операционная аренда

Группа признала активы в форме права пользования и обязательства по аренде для аренды, ранее классифицированной как операционная аренда, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Активы в форме права пользования по большинству договоров аренды оценивались по балансовой стоимости, как если бы стандарт применялся всегда, но дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заёмных средств на дату первоначального применения. В некоторых договорах аренды активы в форме права пользования признавались по величине, равной обязательствам по аренде, с корректировкой на величину заранее осуществленных или начисленных арендных платежей в связи с такой арендой, которая была признана ранее. Обязательства по аренде были признаны по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей, дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заёмных средств на дату первоначального применения.

Ниже представлена сверка обязательств по аренде по состоянию на 1 января 2019 года с договорными обязательствами по операционной аренде по состоянию на 31 декабря 2018 года:

В миллионах тенге	
Договорные обязательства по операционной аренде по состоянию на 31 декабря 2018 года	**71.902**
Средневзвешенная ставка на 1 января 2019 года	8,12%
Эффект дисконтирования по ставке привлечения дополнительных заёмных средств на 1 января 2019 года	(20.840)
Дисконтированные договорные обязательства по операционной аренде на 1 января 2019 года	**51.062**
Минус договорные обязательства, связанные с краткосрочной арендой и арендой активов с низкой стоимостью	(4.374)
Плюс договорные обязательства, связанные с арендой, ранее классифицированной как финансовая аренда	9.206
Обязательства по аренде на 1 января 2019 года	**55.894**

(б) Основные положения новой учётной политики

Ниже представлены основные положения новой учётной политики Группы в результате принятия МСФО (IFRS) 16, которые использовались с даты первоначального применения:

Активы в форме права пользования

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды (т.е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства по аренде, которые оцениваются по приведенной стоимости арендных платежей, которые будут осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе по существу фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Группа исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Группой опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей. Для расчёта приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заёмных средств. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей.

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к своим краткосрочным договорам аренды основных средств (т.е. к договорам, по которым на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опцион на покупку). Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода линейным методом в течение срока аренды.

Значительные суждения при определении срока аренды в договорах с опционом на продление

Группа определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он будет исполнен, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления налога на прибыль»

Разъяснение рассматривает порядок учета налогов на прибыль в условиях существования неопределенности в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12 «*Налоги на прибыль*». Разъяснение не применяется к налогам или сборам, которые не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 12, а также не содержит требований, относящихся к процентам и штрафам, связанным с неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение поясняет следующие вопросы:

- рассматривает ли организация неопределенные налоговые трактовки отдельно;
- допущения, которые организация делает в отношении проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток), налоговую базу, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- как организация рассматривает изменения фактов и обстоятельств.

Группа определяет, рассматривать ли каждую неопределенную налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределенными налоговыми трактовками, и использует подход, который позволяет с большей точностью предсказать результат разрешения неопределенности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления налога на прибыль» (продолжение)

Группа применяет значительное суждение при выявлении неопределенности в отношении правил исчисления налога на прибыль. Поскольку Группа осуществляет свою деятельность в сложной международной среде, она проанализировала, оказывает ли применение данного разъяснения влияние на ее консолидированную финансовую отчетность. При применении разъяснения Группа проанализировала, имеются ли у нее какие-либо неопределенные налоговые трактовки, в частности связанные с трансфертным ценообразованием. Налоговые декларации Компании и ее дочерних организаций в различных юрисдикциях включают вычеты, связанные с трансфертным ценообразованием, и налоговые органы могут не согласиться с данными налоговыми трактовками. Учитывая то, что Группа выполняет требования налогового законодательства, и исходя из проведенного ею анализа применяемой практики трансфертного ценообразования, Группа пришла к выводу, что принятие налоговыми органами применяемых ею налоговых трактовок (в том числе трактовок, применяемых ее дочерними организациями) является вероятным. Данное разъяснение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки МСФО (IFRS) 9 «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий «денежных потоков») и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию «денежных потоков» независимо от того, что некоторое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе»

Поправки к МСФО (IAS) 19 рассматривают порядок учета в случаях, когда внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение отчетного периода. Поправки разъясняют, что если внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение годового отчетного периода, организация должна определить стоимость услуг текущего периода применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, исходя из актуарных допущений, использованных для переоценки чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события. Организация также должна определить чистую величину процентов применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, с использованием чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события, а также ставки дисконтирования, использованной для переоценки этого чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку в отчетном периоде не производились изменения программы, ее сокращение или погашение обязательств по ней.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»

Поправки разъясняют, что организация должна применять МСФО (IFRS) 9 к долгосрочным вложениям в ассоциированную организацию или совместное предприятие, к которым не применяется метод долевого участия, но которые, в сущности, составляют часть чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие (долгосрочные вложения). Данное разъяснение является важным, поскольку оно подразумевает, что к таким долгосрочным вложениям применяется модель ожидаемых кредитных убытков в МСФО (IFRS) 9.

В поправках также разъясняется, что при применении МСФО (IFRS) 9 организация не принимает во внимание убытки, понесенные ассоциированной организацией или совместным предприятием, либо убытки от обесценения чистой инвестиции, признанные в качестве корректировок чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие, возникающих вследствие применения МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия».

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку текущая практика Группы соответствует этим изменениям.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 гг.

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов»

В поправках разъясняется, что если организация получает контроль над бизнесом, который является совместной операцией, то она должна применять требования в отношении объединения бизнесов, осуществляемого поэтапно, включая переоценку ранее имевшихся долей участия в активах и обязательствах совместной операции по справедливой стоимости. При этом приобретатель должен переоценить всю имевшуюся ранее долю участия в совместных операциях. Организация применяет эти изменения к объединениям бизнеса, для которых дата приобретения на или после начала первого отчетного периода, начинающегося на или после 1 января 2019 года. Раннее применение разрешается.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы ввиду отсутствия у нее операций, в рамках которых она получает совместный контроль.

МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство»

Сторона, которая является участником совместных операций, но не имеет совместного контроля, может получить совместный контроль над совместными операциями, деятельность в рамках которых представляет собой бизнес, как этот термин определен в МСФО (IFRS) 3. В поправках разъясняется, что в таких случаях ранее имевшиеся доли участия в данной совместной операции не переоцениваются. Организация применяет эти поправки к транзакциям, в которых совместный контроль получен на или после 1 января 2019 года, раннее применение разрешено.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы ввиду отсутствия у нее операций, в рамках которых она получает совместный контроль.

МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события.

Организация применяет изменения для отчетных периодов, начинающихся на или после 1 января 2019 года. Раннее применение разрешается.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» (продолжение)

При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты.

Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, их применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО (IAS) 23 «Затраты по заимствованиям»

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже.

Организация применяет изменения для отчетных периодов, начинающихся на или после 1 января 2019 года. Ранее применение разрешается. Группа оценивает потенциальный эффект на консолидированную финансовую отчетность. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, их применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу, если применимо.

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 *«Договоры страхования»*, который представляет собой единое руководство по учету договоров страхования, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет одноименный стандарт МСФО (IFRS) 4. МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 г. и позднее. Указанный новый стандарт не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Концептуальные основы финансовой отчетности

В марте 2018 года Совет по МСФО выпустил новую редакцию *Концептуальных основ финансовой отчетности.* В частности, вводятся новые определения активов и обязательств и уточненные определения доходов и расходов. Новая редакция документа вступает в силу для обязательного применения начиная с годовых периодов на или после 1 января 2020 г. Указанная новая редакция не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IFRS) 3 - «Определение бизнеса»

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 3 *«Объединение бизнеса».* Поправка вносит уточнение в понятие бизнеса, определенное в стандарте. Поправка вступает в силу для операций по приобретению бизнеса или групп активов, которые будут совершены на или после 1 января 2020 г. Досрочное применение поправки разрешено. Поскольку поправка действует перспективно в отношении отражения операций и прочих событий, которые будут иметь место после даты ее первого применения, поправка не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 - «Определение существенности»

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности»* и МСФО (IAS) 8 *«Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»*. Поправки в МСБУ (IAS) 1 и МСБУ (IAS) 8 вводят новое определение существенности. Поправки в МСБУ (IAS) 1 и МСБУ (IAS) 8 начинают действовать с 1 января 2020 г. или после этой даты. Досрочное применение разрешено. Ожидается, что поправки к определению существенности не окажут значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» - «Процентные ставки»

В сентябре 2019 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IFRS) 7 *«Финансовые инструменты: раскрытие информации»* и МСФО (IFRS) 9 *«Финансовые инструменты» под названием «Процентные ставки. Реформа эталонов»*. Принятые поправки предоставляют освобождения от выполнения некоторых требований к учету хеджирования, выполнение которых может привести к прекращению учета хеджирования в силу неопределенности, возникающей в результате реформы эталонной процентной ставки. Поправки начинают действовать с 1 января 2020 г. Досрочное применение разрешено.

Указанные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Поправка к МСБУ (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»

В январе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСБУ (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности» под названием «Классификация финансовых обязательств в качестве кратко- и долгосрочных»*. Принятая поправка уточняет критерии классификации обязательств в качестве долгосрочных или краткосрочных. Поправка начинает действовать с 1 января 2022 г. Досрочное применение разрешено. Указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа уже применяет уточненные критерии.

Группа не планирует досрочного применения по указанным выше новым стандартам и поправкам к существующим стандартам, в отношении которых оно возможно.

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

В соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки» Группа решила добровольно применить изменения в учетной политике по представлению консолидированной финансовой отчетности и выбрала раскрывать отчет о совокупном годовом доходе на основе природы возникновения и отчет о движении денежных средств используя косвенный метод для улучшения представления финансовой информации за текущий год и увеличить сопоставимость финансовой отчетности Группы с коллегами по отрасли. Реклассификации не оказали влияния на чистую прибыль или совокупный доход за год или капитал.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Изменения в представлении консолидированного отчета о совокупном доходе ввиду перехода с метода функционального представления на метод представления по природе возникновения, привели к реклассификации следующих статей:

		За годы закончившиеся 31 декабря,			
		В соответствии с выпущенной консолидированной финансовой отчетностью		Реклассифицировано	
В миллионах тенге	Прим.	2018	2017	2018	2017
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	[А]	–	–	4.312.958	2.729.514
Производственные расходы	[Б]	–	–	604.475	624.346
Налоги кроме подоходного налога	[С]	–	–	477.732	354.447
Износ, истощение и амортизация	[Д]	–	–	285.186	238.021
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	[А], [Б], [С], [Д]	5.353.492	3.704.457	–	–
Общие и административные расходы	[С], [Д]	247.128	200.434	213.485	163.780
Расходы по транспортировке и реализации	[С], [Д]	659.447	440.568	370.777	238.063
Прочие расходы	[Д]	24.144	33.596	23.283	34.767
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто	[Д]	3.517	3.815	–	–
Обесценение активов для продажи	[Д]	168	68	–	–
		6.287.896	**4.382.938**	**6.287.896**	**4.382.938**

[А] Группа решила представлять *Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов* отдельной статьей.

[Б] Другие статьи, прежде представленные в составе *Себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг*, за исключением *Себестоимости купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов, налогов и амортизации* были агрегированы и представлены по отдельной статье консолидированного отчёта о совокупном доходе.

[С] Группа решила агрегировать налог на добычу полезных ископаемых и прочие налоги, кроме подоходного налога, и исключить из состава себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг (2018: 187.606 миллионов тенге, 2017: 152.739 миллионов тенге), общих и административных расходов (2018: 13.475 миллионов тенге, 2017: 13.223 миллионов тенге), расходов по транспортировке и реализации (2018: 276.651 миллионов тенге, 2017: 188.485 миллионов тенге) и представить отдельной статьей консолидированного отчёта о совокупном доходе. Компоненты прочих налогов не менялись и соответствуют предыдущей презентации.

[Д] Группа решила агрегировать *Износ, истощение и амортизацию* и исключить из состава себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг (2018: 248.453 миллионов тенге, 2017: 197.858 миллионов тенге), общих и административных расходов (2018: 20.168 миллионов тенге, 2017: 23.432 миллионов тенге), расходов по транспортировке и реализации (2018: 12.019 миллионов тенге, 2017: 14.020 миллионов тенге), прочих расходов (2018: 4.546 миллионов тенге, 2017: 2.711 миллионов тенге) и представлять отдельной статьей консолидированного отчёта о совокупном доходе. Дополнительно, *Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости*, а также *Обесценение активов, предназначенных для продажи* были реклассифицированы в *Прочие расходы*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Изменение в представлении консолидированного отчета о финансовом положении:

Группа провела следующие реклассификации:

	31 декабря,			
	В соответствии с выпущенной финансовой отчетностью		Реклассифицировано	
В миллионах тенге	2018	2017	2018	2017
Прочие текущие обязательства	236.988	202.445	236.163	201.940
Финансовые гарантии	1.831	1.171	–	–
Обязательства по аренде	–	–	2.656	1.676
	238.819	203.616	238.819	203.616

Изменение в представлении консолидированного отчета о движении денежных средств с прямого на косвенный метод было применено ретроспективно, также по состоянию на 31 декабря 2019 года, принимая во внимание что одной из основных деятельностей Группы является представление интересов Государства в контрактах недропользования через участие в этих контрактах посредством совместных предприятий, Группа решила раскрывать дивиденды, полученные от совместных и ассоциированных предприятий в составе денежного потока от операционной деятельности. Данный подход разрешен в соответствии с МСФО (IAS) 7.

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2019 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия: - наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций); - наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций иди подверженности риску, связанному с ее изменением; - наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций: - соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций; - права, обусловленные другими соглашениями; - права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в консолидированный отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации (продолжение)

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации. Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвил), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

Объединение бизнеса и гудвил

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО 9, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе прибыли или убытка в соответствии с МСФО 9. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 9, оно оценивается по справедливой стоимости в составе прибыли или убытка. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвил, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвил (продолжение)

Объединение бизнеса, происходящее поэтапно

На дату приобретения неконтрольная доля участия в приобретаемой организации переоценивается до справедливой стоимости с признанием соответствующего дохода или расхода в составе прибыли или убытка. При объединении бизнеса, происходящего поэтапно покупатель рассчитывает гудвил на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма:

(i) переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»;

(ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации в соответствии с этим стандартом;

(iii) справедливой стоимости на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации.

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвил, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

Совместно-контролируемые операции

Совместная операция – это тип совместного предпринимательства, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В отношении своих интересов в совместных операциях Группа признает:

- Активы, включая свою долю в совместных активах;
- Обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах;
- Свою выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместных операций;
- Свою долю выручки от продажи продукции совместных операций;
- Свои расходы, включая долю в совместно понесенных расходах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвил, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о консолидированном совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного дохода таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе по статье «Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании».

В случае потери значительного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

Затраты, понесенные до приобретения прав недропользования (лицензий)

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены. Затраты, понесенные после подписания соответствующего соглашения с Правительством Республики Казахстан, капитализируются.

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество или нематериальные активы, как затраты на разработку.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При отсутствии таких намерений активы списываются на расходы. При определении доказанных запасов и принятия решения о разработке, соответствующие затраты, связанные с разведкой и оценкой переносятся в нефтегазовые активы после теста на обесценение и признается убыток от обесценения.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе нефтегазового имущества, как затраты на разработку.

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов и земли, в основном включают землю, здания, машины и оборудование, транспортные средства и прочие, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	2-100 лет
Машины и оборудование	2-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет
Земля	Не амортизируется

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвил. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвил, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена. Гудвил тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвил определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвил не может быть восстановлен в будущих периодах.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвил, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность (продолжение)

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются отдельно в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии данный актив амортизируется, так же как капитализированные затраты, по производственным средствам и средствам транспортировки на основе соответствующего метода амортизации.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ССЧПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток (ССЧПУ).

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик, контрактных денежных потоков по финансовому активу, и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Первоначальное признание и оценка (продолжение)

Для того, чтобы долговой финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет будут ли денежные потоки следствием получения, предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого.

Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на две категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

У Группы отсутствуют финансовые активы, учитываемые по ССЧПСД.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обусловливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы, выданные связанным сторонам и банковские вклады.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включает некоторые займы, выданные Группой связанным сторонам и содержащие производные финансовые инструменты и купонные облигации, включенные в состав прочих финансовых активов, в обязательном порядке оцениваемые по справедливой стоимости. Финансовые активы, денежные потоки по которым не являются исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов, классифицируются и оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток независимо от используемой бизнес-модели. Несмотря на критерии для классификации долговых инструментов по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через ПСД, как описано выше, долговые инструменты могут быть классифицированы как учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток при первоначальном признании в том случае, если такого рода классификация устраняет или существенно уменьшает несоответствие в учете.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибыли или убытка.

Прекращение признания

Финансовый актив прекращает признаваться (исключается из консолидированного отчета о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ОКУ рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися Группе в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированная с использованием ставки, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставки по данному активу.

Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок).

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учетом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения, предусмотренных договором денежных потоков.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, при первоначальном признании, классифицируются соответственно, как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты, заимствования и задолженность, или производные инструменты.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка финансовых обязательств

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Договоры финансовой гарантии

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учётом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчётную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации.

Прекращение признания финансовых обязательств

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по обязательствам перед Правительством

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционерам» в составе капитала.

Выплаты работникам

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выплаты работникам (продолжение)

Долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницами между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как финансовые затраты. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами. Актуарные прибыли и убытки по прочим долгосрочным вознаграждениям работникам признаются в составе прибыли или убытка.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

Признание выручки

Выручка признается, когда (или как) Группа выполняет обязательство по исполнению, передав обещанный товар или услугу (то есть актив) покупателю. Актив передается, когда (или в качестве) покупатель получает контроль над этим активом, что обычно происходит при передаче права собственности, при условии, что цена контракта является фиксированной или определяемой, а возможность получения дебиторской задолженности обоснованно обеспечена. В частности, доходы от реализации сырой нефти и газа, а также нефтепродуктов и прочих товаров, как правило, признаются при переходе права собственности на них. Для экспортных продаж право собственности, как правило, переходит на границе Республики Казахстан. Выручка оценивается по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, с учетом суммы любых торговых скидок, скидок за объем и возмещаемых налогов.

Продажи вспомогательных услуг признаются по мере оказания услуг при условии, что цена услуги может быть определена, и нет существенной неопределенности относительно получения доходов.

Процентные доходы и расходы

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентные доходы отражаются по эффективной процентной ставке, при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода в консолидированном отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность представляет собой право Группы на сумму возмещения, которая является безусловной (т. е. для наступления срока оплаты возмещения требуется только время).

Договорные обязательства

Договорное обязательство - это обязательство передать товары или услуги покупателю, за которые Группа получила возмещение (или сумму возмещения) от покупателя. В случае, когда покупатель выплачивает возмещение до того момента когда Группа передаст покупателю товар или услугу, Группа признает договорное обязательство в момент осуществления платежа или в момент, когда платеж становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что наступит раньше). Договорные обязательства признаются выручкой, когда Группа выполняет свои обязательства по договору.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подоходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подоходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будет обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования.

Капитал

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся к акционерам Группы и на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

Прочие распределения акционерам

Затраты, понесенные Группой в соответствии с Постановлениями Правительства по Поручению Президента РК или решениями или инструкциями Самрук-Казына, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов) и предназначенные для передачи Акционерам.

События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

Группа оценивает активы или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах свидетельствуют, что их стоимость не может быть возмещена. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть, ставки дисконта, будущая потребность в капитале, операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи), которые подвержены риску и неопределенности. В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости.

При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании, и не применимы в целом.

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. Группа провела ежегодные тесты на обесценение нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов из-за наличия признаков обесценения. Группа учитывала прогнозируемую маржу нефтеперерабатывающих заводов и объемы производства, наряду с другими факторами, при рассмотрении признаков обесценения. В результате анализа обесценения возмещаемой стоимости нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов расходы на обесценение были признаны в консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся на 31 декабря 2019 и 2018 годов (*Примечание 13*).

По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа имеет существенный гудвил, связанный с приобретением ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (ПНХЗ) в сумме 88.553 миллионов тенге.

В декабре 2019, 2018 и 2017 гг. Группа провела ежегодное тестирование гудвила, связанного с приобретением ПНХЗ. При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз объемов переработки сырой нефти, тарифы по нефтепереработке, капитальные затраты и другие факторы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования в 2019 году 9,7% (2018: 9,7%, 2017: 13,25%) была рассчитана на основании средневзвешенной стоимости капитала до удержания налогов. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемные средства, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала исходит из ожидаемой отдачи от инвестиций. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2028 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ до 2020-2024 года, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. Значительная часть этих денежных потоков после 2024 года прогнозировалась путем применения ожидаемого уровня инфляции 2019 года: 2019: 5,49% (2018: 3,53%, 2017: 3,89%, исключая капитальные затраты, которые основаны на наилучшей оценке управления на дату оценки.

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. возмещаемая стоимость гудвила, которая была рассчитана на основе ценности от использования, была больше его балансовой стоимости, соответственно, не было признано обесценения гудвила ПНХЗ.

Чувствительность к изменениям в предположениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями ставки дисконтирования, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1,0% с 9,7 до 10,7% и понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 1% с 35% до 36% не приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке.

Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие Казахстанскому рынку.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 *«Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах»*.

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2019 года были в интервале от 2,01% до 5,49% и от 4,43% до 8,95% соответственно (в 2018 году 2,02% до 5,96% и от 5,5% до 10,00% соответственно, в 2017 году от 2,01% до 5,57% и от 5,17% до 10,00%). По состоянию на 31 декабря 2019 года балансовая стоимость резерва Группы на обязательства по ликвидации нефтегазовых активов составила 54.165 миллионов тенге (на 31 декабря 2018 года: 36.288 миллионов тенге, на 31 декабря 2017 года: 35.406 миллионов тенге) (*Примечание 26*).

Магистральные нефтепроводы и газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, две дочерние организации Группы, АО «КазТрансОйл» и АО «Интергаз Центральная Азия», являющаяся дочерней организацией АО «КазТрансГаз», имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации. По состоянию на 31 декабря 2019 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 100.229 миллионов тенге (на 31 декабря 2018 года: 79.948 миллионов тенге, на 31 декабря 2017 года: 65.140 миллионов тенге) (*Примечание 26*).

Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2019 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 26*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных обязательств по вознаграждениям работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резервы по прочим налогам, кроме подоходного налога входят в состав резервов по налогам, раскрытых в *Примечании 26*. Условные обязательства по прочим налогам, кроме подоходного налога раскрываются в *Примечании 34*. Резервы и условные обязательства по подоходному налогу входят в состав и раскрываются как обязательства по подоходному налогу или условные обязательства (*Примечания 30 и 34*).

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в *Примечании 32*.

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 *«Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки»*.

Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПЕРЕСЧЕТЫ И ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства, классифицированные как прекращённая деятельность, выбывающая группа, классифицированная как предназначенная для продажи и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2019, 2018, 2017 гг., а также результаты деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. представлены ниже:

	31 декабря 2019 года			
В миллионах тенге	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Прибыль после налогообложения от прекращённой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	–	–	–	6
Прочие активы	7.604	–	7.604	–
Итого	7.604	–	7.604	6

	31 декабря 2018 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращённой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 года
В миллионах тенге	Активы, классифицированные как предназначеные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначеные для продажи	Активы, классифицированные как предназначеные для продажи	
KMG Retail	43.651	380	43.271	–
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	15.704	4.659	11.045	(4.301)
Прочие активы	2.405	–	2.405	7.754
Итого	61.760	5.039	56.721	3.453

	31 декабря 2017 года			Убыток после налогообложения от прекращённой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года
В миллионах тенге	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	16.803	1.925	14.878	(2.612)
Прочие активы	8.102	4	8.098	(1.054)
Итого	24.905	1.929	22.976	(3.666)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПЕРЕСЧЕТЫ И ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ

KMG Retail

8 февраля 2019 г. Компания завершила продажу 100% доли в KMG Retail, которая была классифицирована как группа выбытия, предназначенная для продажи с 31 декабря 2018 г., за 60.512 миллионов тенге.

На дату потери контроля чистые активы KMG Retail были следующими:

В миллионах тенге	Чистые активы на дату выбытия
Активы	
Основные средства	34.266
Нематериальные активы	42
Денежные средства и их эквиваленты	2.288
Прочие текущие и долгосрочные активы	6.694
	43.290
Долгосрочные обязательства	259
	259
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	**43.031**

Полученная прибыль от выбытия KMG Retail составила 17.481 миллион тенге.

АО «Казахстанско-Британский Технический университет»

По состоянию на 31 декабря 2018 года КМГ классифицировала АО «Казахстанско-Британский Университет» (КБТУ) как прекращенную деятельность. В январе 2019 года вступило в силу соглашение о продаже 100% акций КБТУ между КМГ и Общественным фондом «Фонд образования Нурсултана Назарбаева». Согласно условиям соглашения, передача доли и ее выплата в размере 11.370 миллионов тенге осуществляются тремя траншами в течение двух лет. 6 февраля 2019 года Компания утратила контроль над КБТУ.

На дату потери контроля чистые активы КБТУ были следующими:

In millions of tenge	**Чистые активы на дату выбытия**
Основные средства	6.367
Нематериальные активы	1.964
Банковские вклады	2.091
Денежные средства и их эквиваленты	4.732
Прочие текущие и долгосрочные активы	1.097
	16.251
Текущие и долгосрочные обязательства	5.349
	5.349
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	**10.902**

В результате прибыль от выбытия КБТУ составила 149 миллионов тенге, а убыток, понесенный КБТУ за период с 1 января 2019 года до даты выбытия, равный 143 миллиона тенге, был признан в прибыли от прекращенной деятельности.

ООО «KazTransGas Tbilisi»

По состоянию на 31 декабря 2017 года, АО «КазТрансГаз» юридически имел 100% долю владения в ООО «KazTransGas Tbilisi» (KTG Tbilisi). 16 марта 2009 года определением Кутаисского городского суда КТГ был лишен возможности принимать участие в управлении деятельностью KTG Tbilisi. Таким образом, Группа потеряла контроль над KTG Тбилиси и прекратила консолидацию KTG Tbilisi с даты потери контроля.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПЕРЕСЧЕТЫ И ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

ООО «KazTransGas Tbilisi» (продолжение)

13 сентября 2018 года КТГ и Правительство Грузии подписали арбитражное соглашение о мирном урегулировании спора, в результате чего КТГ продал 100% долю владения в KTG Tbilisi за 40.000 тысяч долларов США (эквивалентно 15.110 миллионов тенге). 28 сентября 2018 года КТГ было получено 40.000 тысяч долларов США (эквивалентно 14.473 миллиона тенге) за реализацию доли владения.

Кроме того, в 2018 году Группа продала другие дочерние компании с чистыми активами в размере 252 миллионов тенге на дату выбытия за 3.501 миллионов тенге, в результате чего прибыль составила 3.249 миллионов тенге.

6. ВЫРУЧКА

В миллионах тенге	**2019**	2018 (реклассифицировано)	2017 (реклассифицировано)
Тип продукта и услуги			
Продажа сырой нефти и газа*	**3.966.941**	4.094.011	2.677.102
Продажа нефтепродуктов*	**2.043.848**	2.175.909	1.422.391
Услуги по транспортировке нефти и газа	**389.496**	315.229	333.038
Услуги по переработке нефти и нефтепродуктов	**195.896**	175.618	129.067
Прочие доходы	**262.675**	228.197	232.165
	6.858.856	6.988.964	4.793.763
Географический рынок			
Казахстан	**1.212.267**	1.131.911	944.145
Прочие страны	**5.646.589**	5.857.053	3.849.618
	6.858.856	6.988.964	4.793.763

* В 2019 году Группа приняла решение представить реализованные продукты переработки газа в составе *Продажи нефтепродуктов* и, таким образом, переклассифицировла сумму от *Продажи сырой нефти и газа* в размере 58.026 миллионов тенге за 2018 год и 29.309 миллионов тенге за 2017 год.

7. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
ТОО «Тенгизшевройл»	**414.940**	439.149	289.980
ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)	**168.086**	–	–
«Мангистау Инвестмент Б.В.»	**81.991**	95.510	49.605
Каспийский Трубопроводный Консорциум	**70.869**	57.965	54.666
Газопровод Бейнеу – Шымкент	**56.194**	16.710	(668)
ТОО «КазГерМунай»	**17.561**	27.915	17.713
ТОО «КазРосГаз»	**18.091**	5.254	8.622
КМГ Кашаган Б.В.	**13.114**	34.034	(10.208)
ТОО «Казахойл-Актобе»	**9.722**	9.057	(16.788)
ТОО «Тениз Сервис»	**6.742**	13.897	1.653
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	**3.313**	–	–
Valsera Holdings B.V.	**(6.107)**	(7.989)	9.751
«ПетроКазахстан Инк.»	**(18.244)**	14.590	7.233
Ural Group Limited	**(18.895)**	(18.822)	(1.877)
Доля в прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	**10.602**	10.056	5.268
	827.979	697.326	414.950

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. СЕБЕСТОИМОСТЬ КУПЛЕННОЙ НЕФТИ, ГАЗА, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРОЧИХ МАТЕРИАЛОВ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Покупная нефть для перепродажи	**2.448.412**	2.607.706	1.445.419
Стоимость нефти для переработки	**638.293**	698.473	732.682
Покупной газ для перепродажи	**493.280**	356.932	242.987
Материалы и запасы	**217.138**	182.067	147.484
Покупные нефтепродукты для перепродажи	**116.621**	467.780	160.942
	3.913.744	4.312.958	2.729.514

9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018 (реклассифицировано)	2017 (реклассифицировано)
Расходы по заработной плате	**338.120**	291.693	311.973
Услуги по ремонту и обслуживанию*	**129.450**	98.424	86.570
Электроэнергия	**88.910**	71.914	63.082
Транспортные расходы	**30.456**	21.988	15.685
Расходы по аренде*	**52.091**	10.085	8.293
Прочее	**82.666**	110.371	138.743
	721.693	604.475	624.346

* Группа переклассифицировала суммы, относящиеся к *Ремонту и техническому обслуживанию* из *Прочих* за 2018 и 2017 годы в размере 56.527 миллионов тенге и 43.912 миллионов тенге, соответственно. Кроме того, *Расходы на аренду* были показаны отдельно и выведены из *Прочих* за 2018 и 2017 годы.

10. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**133.144**	145.523	83.183
Экспортная таможенная пошлина	**131.326**	131.128	105.302
Налог на добычу полезных ископаемых	**100.300**	115.968	93.569
Прочие налоги	**89.525**	85.113	72.393
	454.295	477.732	354.447

11. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Транспортировка	**374.686**	317.402	189.949
Расходы по заработной плате	**12.542**	16.180	16.103
Прочее	**33.174**	37.195	32.011
	420.402	370.777	238.063

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Расходы по заработной плате	**78.055**	73.632	77.572
Провизия по судебному иску с Консорциумом (*Примечание 34*)	**34.132**	–	–
Консультационные услуги	**25.448**	22.435	19.523
Обесценение/(восстановление) НДС к возмещению	**15.703**	4.215	(24.158)
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам по прочим текущим активам (*Примечание 21*)	**12.246**	1.225	(120)
Социальные выплаты	**8.933**	24.095	28.024
НДС не взятый в зачет	**6.910**	3.031	7.923
Расходы по аренде основных средств и НМА	**2.309**	5.750	5.780
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам по торговой дебиторской задолженности (*Примечание 21*)	**1.892**	(1.489)	1.056
Благотворительность и спонсорство	**381**	1.699	1.225
(Восстановление)/ начисление резерва обесценения долгосрочных авансов	**(11)**	–	1.188
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	**(80)**	4.339	345
(Восстановление)/начисление резерва по налогам, штрафам и пени	**(19.755)**	29.836	(4.212)
Прочие	**47.804**	44.717	49.634
	213.967	213.485	163.780

Итого расходы на персонал составили 428.717 миллионов тенге (2018: 381.505 миллионов тенге, 2017: 405.648 миллионов тенге) и отражены в составе производственных расходов, расходов по транспортировке и реализации и общих и административных расходов.

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Основные средства *(Примечание 15)*	**144.482**	33.603	22.328
Активы по разведке и оценке *(Примечание 16)*	**57.239**	107.745	814
Инвестиционная недвижимость	**(142)**	1.538	1.518
Нематериальные активы *(Примечание 17)*	**6.240**	22.636	–
	207.819	165.522	24.660

По следующим ЕГДС были признаны убытки за годы, закончившиеся:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
ЕГДС «КМГИ»	**93.587**	43.702	–
Проект *«Жечужина»*	**38.180**	–	–
СПБУ «Сатти»	**24.505**	–	–
ЕГДС «Батумский нефтяной терминал» («БНТ»)	**12.583**	4.136	–
Самоходные баржи «*Сункар*» и *«Беркут»* (Баржи)	**11.837**	2.659	–
Браунфилды в РД КМГ	**18.888**	–	–
Проект *«Н»*	–	67.897	–
Проект *«Сатпаев»*	–	34.539	–
Списание незавершенного строительства в ПНХЗ	–	–	15.277
Прочее	**8.239**	12.589	9.383
	207.819	165.522	24.660

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ (продолжение)

ЕГДС «КМГИ»

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года КМГИ провел тест на обесценение своих ЕГДС «Petrochemical», «Bulgaria», «Refining» и «Прочие». Группа учитывала прогнозируемую маржу нефтеперерабатывающих заводов и объемы производства, наряду с другими факторами, при рассмотрении признаков обесценения.

В 2017, 2018 и 2019 годах возмещаемая стоимость ЕГДС была определена на основе справедливой стоимости за вычетом расходов на выбытие (FVLC), которая представляет собой приведенную стоимость свободных денежных потоков, скорректированную на приведенную стоимость остаточной стоимости. Ключевые допущения, использованные в справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу для вышеупомянутых ЕГДС, были операционной прибылью, ставками дисконтирования и темпами роста, использованными для экстраполяции денежных потоков после бюджетного периода.

Ставка дисконтирования применяется к прогнозам движения денежных средств для ЕГДС «Petrochemical» и «Refining» составляет 9,6% (2018 год: 9,7%, 2017: 9.0%) и денежные потоки за пределами 5-летнего периода были экстраполированы с использованием темпов роста 1,9%, что соответствует долгосрочным средним темпам роста по отрасли. Ставка капитализации, используемая для остаточной стоимости, составляет 7,7% (2018 год: 7,8%, 2017 год: 7,5%).

Что касается ЕГДС «Bulgaria», ставка дисконтирования, применяемая к прогнозам движения денежных средств, составляла 9,6% (2018 год: 9,8%, 2017 год: 9,1%), а потоки денежных средств за пределами 5-летнего периода были экстраполированы с использованием показателя роста 1,9%, который соответствует долгосрочным средним темпам роста по отрасли. Ставка капитализации, используемая для остаточной стоимости, составляет 7,6% (2018 год: 7,9%, 2017 год: 7,6%).

В 2018 году возмещаемая стоимость ЕГДС «Petrochemical», «Bulgaria», «Refining» и «Прочие» была ниже их балансовой стоимости. По состоянию на 31 декабря 2018 года по результатам проведенного анализа КМГИ признала убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 21.195 миллионов тенге и 22.507 миллионов тенге, соответственно.

В 2019 году возмещаемые стоимости ЕГДС превысили их соответствующие балансовые значения, за исключением «Refining» ЕГДС. Для целей теста на обесценение ЕГДС «КМГИ» прогнозируемые денежные потоки были обновлены, чтобы отразить снижение прогнозируемой маржи нефтеперерабатывающего завода и ставки дисконтирования после налогообложения. По состоянию на 31 декабря 2019 года ЕГДС «КМГИ» признала убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 86.946 миллионов тенге и 6.641 миллион тенге, соответственно.

Чувствительность к изменениям в допущениях:

Что касается оценки FVLC для ЕГДС, Группа полагает, что никакое разумно возможное изменение любого из вышеперечисленных ключевых допущений не привело бы к тому, что балансовая стоимость единицы до материальности превысит его возмещаемую стоимость, за исключением ЕГДС «Refining», для которой точка безубыточности для текущей модели достигается при снижении на 3,3% операционной прибыли.

Проект «Жемчужина»

Проект «Жемчужина» находился на этапе разведки до 14 декабря 2019 года, чтобы перейти к следующему этапу, партнерами проекта должен был быть представлен План развития. Однако, к концу 2019 года партнеры по проекту «Жемчужина» решили не представлять План развития и согласились добровольно отказаться от контрактной территории в соответствии с СРП «Жемчужина», в результате чего по состоянию на 31 декабря 2019 года Группа признала убыток от обесценения для 38.180 миллионов тенге. По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа не списывала активы по данному проекту так как контрактная территория не была возвращена.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ (продолжение)

СПБУ «Сатти»

Возмещаемая стоимость самоподъёмной плавучей буровой установки «Сатти» была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, ожидаемых от буровой установки. Прогнозируемые денежные потоки основаны на бюджете, утвержденном руководством Группы за период 2020-2024 годы и на оценочных прогнозах на период полезного использования буровой установки до 2041 года, экстраполированные на инфляцию, при ставке дисконтирования 12,5%. В результате данного анализа по состоянию на 31 декабря 2019 года руководство Группы признало убыток от обесценения в размере 24.505 миллионов тенге.

ЕГДС «БНТ»

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа признала убыток от обесценения в размере 12.583 миллиона тенге в отношении ЕГДС БНТ.

Баржи

Возмещаемая стоимость барж была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, которые, как ожидается, будут получены от барж до конца срока действия баржевого контракта в 2021 году по ставке дисконтирования 10,05%. В связи с тем, что вероятность пролонгации контрактов является отдаленной, Группа признала убыток от обесценения в размере 11.837 миллионов тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Браунфилды в РД КМГ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа списала активы по разведке и оценке в размере 18,888 миллионов тенге по проектам РД КМГ, контракты на недропользование которых были расторгнуты, и возвращены Правительству.

Проекты «Сатпаев» и «Н»

По состоянию на 31 декабря 2018 года Группа признала убыток от обесценения активов по разведке и оценке по проектам «Сатпаев» и «Н» на сумму 34.539 миллионов тенге и 67.897 миллионов тенге, соответственно. Обесценение связано с планируемым выходом Группы из проектов и передачей контрактных территорий Правительству. По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа не списывала активы по данному проекту, так как контрактная территория не была возвращена.

24 апреля 2019 года Группа получила уведомление о расторжении контракта на недропользование от Правительства по проекту «Сатпаев», соответственно, Группа полностью отказалась от контрактной территории и списала активы по разведке и оценке, связанные с проектом.

Списание незавершенного строительства в ПНХЗ

В 2017 году Группа списала незавершенное строительство, которое было приостановлено в связи с изменением конфигурации проекта модернизации Павлодарского НХЗ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Процентный доход по вкладам в банках, финансовым активам, займам и облигациям	**99.274**	100.097	119.061
Амортизация дисконта по выпущенным финансовым гарантиям	**1.974**	1.861	1.541
Всего процентный доход	**101.248**	101.958	120.602
Прекращение признания обязательств по займу *(Примечание 25)*	**111.476**	53.263	–
Списание по выпущенным финансовым гарантиям в связи с существенной модификацией	**13.573**	–	–
Прочие	**14.583**	5.806	1.972
	240.880	161.027	122.574

Финансовые затраты

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам (*Примечание 25*)	**225.093**	250.055	217.246
Вознаграждение по договору поставки нефти (*Примечание 27*)	**19.541**	35.868	26.473
Всего процентный расход	**244.634**	285.923	243.719
Выпущенные финансовые гарантии	**11.341**	2.324	160
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов и экологическим обязательствам	**13.819**	11.523	9.941
Вознаграждение за досрочное погашение облигаций (*Примечание 25*)	**–**	89.612	–
Дисконт на активы со ставкой ниже рыночной	**1.705**	915	6.155
Обесценение банковских депозитов и текущих счетов	**1.034**	806	18.610
Прочие	**44.900**	36.552	27.770
	317.433	427.655	306.355

4 и 11 мая 2018 г. Компания произвела досрочное погашение еврооблигаций на сумму 3.463 миллиона долларов США (эквивалентно 1.143.982 миллиона тенге на дату выплаты), включая проценты. В целях досрочного погашения Компания в 2018 году признала проценты за досрочное погашение в размере 89.612 миллиона тенге *(Примечание 25)*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	913.553	682.348	844.277	291.311	317.213	70.860	42.428	538.210	3.700.200
Пересчёт валюты отчетности	(2.514)	(140)	(1.936)	(660)	264	(109)	175	(442)	(5.362)
Изменения в учетной оценке	248	(200)	–	(5)	–	–	–	–	43
Поступления	27.268	17.102	19.859	8.134	6.466	8.144	2.912	539.998	629.883
Выбытия	(17.372)	(1.154)	(2.647)	(5.617)	(4.286)	(2.832)	(7.143)	(1.459)	(42.510)
Расходы по износу	(62.018)	(25.537)	(72.919)	(19.440)	(32.307)	(8.307)	(7.467)	–	(227.995)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14.881	859	2.517	4.973	3.617	2.482	6.867	760	36.956
Резерв на обесценение (*Примечание 13*)	–	(1)	–	(1.439)	(1.431)	(1.908)	(947)	(16.602)	(22.328)
Перевод (в)/из запасов, нетто	(2)	(52)	13.087	1	34	–	1	166	13.235
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи, нетто	(170)	–	(3.908)	(3.553)	(242)	(124)	(98)	–	(8.095)
Перевод в инвестиционную недвижимость	–	–	–	(251)	(13)	–	(1)	(355)	(620)
Переводы в нематериальные активы (*Примечание 17*)	(211)	–	–	–	(306)	–	2	(1.608)	(2.123)
Переводы из активов по разведке и оценке (*Примечание 16*)	8.881	–	–	–	–	–	–	–	8.881
Переводы и реклассификации	82.278	104.461	194.363	16.688	100.818	5.829	6.032	(510.469)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	964.822	777.686	992.693	290.142	389.827	74.035	42.761	548.199	4.080.165

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	964.822	777.686	992.693	290.142	389.827	74.035	42.761	548.199	4.080.165
Пересчёт валюты отчетности	90.854	5.661	76.744	11.115	6.037	5.129	1.893	2.975	200.408
Изменения в учетной оценке	(2.105)	7.677	–	(5)	–	–	–	–	5.567
Поступления	24.267	5.285	22.149	1.273	9.482	12.958	4.596	497.659	577.669
Выбытия	(17.128)	(3.442)	(1.909)	(6.913)	(5.329)	(3.183)	(4.463)	(2.407)	(44.774)
Расходы по износу	(73.553)	(28.114)	(98.975)	(20.840)	(36.372)	(10.603)	(8.750)	–	(277.207)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	12.602	3.009	1.905	4.155	4.444	2.985	3.596	569	33.265
Резерв на обесценение (*Примечание 13*)	(3.651)	(3)	–	(11.557)	(11.710)	(2.853)	(851)	(2.978)	(33.603)
Перевод (в)/из запасов, нетто	45	(101)	4.145	(4)	177	25	(11)	3.015	7.291
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи, нетто	(9.847)	(2)	(354)	(20.348)	(1.846)	(192)	(1.492)	(1.509)	(35.590)
Перевод из/(в) инвестиционную недвижимость, нетто	–	–	–	354	–	–	–	(176)	178
Переводы (в) / из нематериальных активов, нетто (*Примечание 17*)	(97)	–	–	–	–	–	1	(1.703)	(1.799)
Перевод из активов по разведке и оценке (*Примечание 16*)	3.113	–	–	–	–	–	–	487	3.600
Переводы и реклассификации	92.354	20.157	554.806	15.832	39.892	38.260	6.844	(768.145)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	1.081.676	787.813	1.551.204	263.204	394.602	116.561	44.124	275.986	4.515.170

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	1.081.676	787.813	1.551.204	263.204	394.602	116.561	44.124	275.986	4.515.170
Изменения в учетной политике (*Примечание 3*)	–	–	(524)	–	–	–	–	–	(524)
По состоянию на 1 января, 2020	1.081.676	787.813	1.550.680	263.204	394.602	116.561	44.124	275.986	4.514.646
Пересчёт валюты отчетности	(2.749)	(173)	(1.115)	(306)	374	(314)	(50)	–	(4.333)
Поступления	48.725	6.370	794	10.615	11.190	5.076	6.400	345.236	434.406
Изменения в учетной оценке	13.006	12.156	–	27	–	–	19	–	25.208
Выбытия	(24.598)	(2.161)	(4.100)	(15.970)	(7.534)	(3.455)	(7.200)	(1.088)	(66.106)
Расходы по износу	(85.565)	(28.859)	(121.306)	(17.969)	(37.832)	(11.608)	(10.601)	–	(313.740)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14.198	1.794	4.039	11.148	7.085	3.141	6.733	325	48.463
Резерв/(восстановление) на обесценение (*Примечание 13*)	(4.911)	228	(86.946)	(5.277)	(31.068)	(13.140)	(1.057)	(2.311)	(144.482)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи (*Примечание 5*)	18	–	(81)	(10.610)	(18.390)	(6.493)	(65)	–	(35.621)
Перевод из/(в) инвестиционную недвижимость	215	–	–	16.314	144	–	2.356	(39)	18.990
Перевод (в)/из запасов, нетто	35	(35)	4.435	1	362	13	666	3.295	8.772
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи (*Примечание 16*)	1.743	–	–	–	–	–	–	1.024	2.767
Переводы (в) / из нематериальных активов (*Примечание 17*)	(145)	–	(64)	–	–	–	97	(4.587)	(4.699)
Переводы и реклассификации	8.115	26.584	35.325	49.478	138.878	7.856	64.864	(331.100)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1.049.763	803.717	1.381.661	300.655	457.811	97.637	106.286	286.741	4.484.271

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В миллионах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	2.032.972	1.028.456	2.408.000	568.723	841.626	226.215	222.426	336.772	7.665.190
Накопленный износ и обесценение	(983.209)	(224.739)	(1.026.339)	(268.068)	(383.815)	(128.578)	(116.140)	(50.031)	(3.180.919)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1.049.763	803.717	1.381.661	300.655	457.811	97.637	106.286	286.741	4.484.271
Первоначальная стоимость	2.154.422	985.787	2.381.309	526.180	720.221	234.740	121.458	324.851	7.448.968
Накопленный износ и обесценение	(1.072.746)	(197.974)	(830.105)	(262.976)	(325.619)	(118.179)	(77.334)	(48.865)	(2.933.798)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	1.081.676	787.813	1.551.204	263.204	394.602	116.561	44.124	275.986	4.515.170
Первоначальная стоимость	1.933.302	948.285	1.647.460	522.194	665.120	179.515	111.072	599.853	6.606.801
Накопленный износ и обесценение	(968.480)	(170.599)	(654.767)	(232.052)	(275.293)	(105.480)	(68.311)	(51.654)	(2.526.636)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	964.822	777.686	992.693	290.142	389.827	74.035	42.761	548.199	4.080.165

Поступления

За 2019 год, поступления в основном относятся к бурению скважин Озенмунайгаз, Эмбамунайгаз и Карачаганак на сумму 181.050 миллионов тенге, и к строительству компрессорных станций КТГ на сумму 67.998 миллионов тенге, в рамках модернизации газотранспортной системы, реконструкцией, реконструкция водопровода Астрахань-Мангышлак и реконструкция нефтепровода Узень-Атырау-Самара на 35.323 миллиона тенге в КТО, капитальный ремонт на АНПЗ на сумму 36.972 миллиона тенге и Rompetrol Rafinare на сумму 31.859 миллионов тенге.

Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа классифицировала газокомпрессорную станцию и баржи с чистой балансовой стоимостью 35.621 миллионов тенге в качестве активов, удерживаемых для продажи.

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Прочие

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам по средней процентной ставке 4,3% на сумму 2.525 миллионов тенге, относящиеся к строительству новых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2018 года: 21.715 миллионов тенге, по средней процентной ставке капитализации 2,75%, в 2017 году: 26.532 миллиона тенге, по средней ставке капитализации в 3,36%).

По состоянию на 31 декабря 2019 года стоимость полностью амортизированных, но все еще используемых основных средств составила 394.841 миллион тенге (по состоянию на 31 декабря 2018 года: 334.533 миллиона тенге и по состоянию на 31 декабря 2017 года: 290.360 миллионов тенге).

На 31 декабря 2019 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 1.023.146 миллионов тенге (в 2018: 1.108.420 миллионов тенге, в 2017 году: 940.437 миллионов тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

Капитальные обязательства раскрыты в Примечании 34.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В миллионах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	193.835	37.719	231.554
Пересчёт валюты отчетности	(95)	(53)	(148)
Поступления	33.075	345	33.420
Изменения в учетной оценке	(113)	–	(113)
Выбытия	(105)	(557)	(662)
Обесценение *(Примечание 13)*	(803)	(11)	(814)
Переводы по прекращенной деятельности и в активы для продажи, нетто	–	(1.030)	(1.030)
Перевод в основные средства (*Примечание 15*)	(8.881)	–	(8.881)
Переводы и реклассификации	(1.260)	1.260	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	**215.653**	**37.673**	**253.326**
Пересчёт валюты отчетности	1.373	699	2.072
Поступления	46.008	180	46.188
Изменения в учетной оценке	25	–	25
Выбытия	(1.314)	(5)	(1.319)
Накопленное обесценение по выбытиям	957	5	962
Обесценение *(Примечание 13)*	(96.180)	(11.565)	(107.745)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(102)	–	(102)
Переводы в запасы	(7)	–	(7)
Переводы в основные средства *(Примечание 15)*	(3.600)	–	(3.600)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	**162.813**	**26.987**	**189.800**
Поступления	**51.385**	**3.144**	**54.529**
Изменения в учетной оценке	**9**	**–**	**9**
Выбытия *(Примечание 13)*	**(35.150)**	**(1.160)**	**(36.310)**
Накопленное обесценение по выбытиям	**33.159**	**507**	**33.666**
Обесценение *(Примечание 13)*	**(51.717)**	**(5.522)**	**(57.239)**
Переводы в нематериальные активы *(Примечание 17)*	**–**	**(1.800)**	**(1.800)**
Переводы в запасы	**9**	**–**	**9**
Переводы в основные средства *(Примечание 15)*	**(2.767)**	**–**	**(2.767)**
Переводы и реклассификации	**(5.449)**	**5.449**	**–**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	**152.292**	**27.605**	**179.897**

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 года активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Жамбыл	**58.293**	50.178	33.396
ЭмбаМунайГаз	**41.337**	20.022	19.078
Урихтау	**35.265**	30.469	27.590
Проекты КТГ	**13.206**	11.840	12.051
Проект «Жемчужина»	–	36.486	35.069
Проект «Н»	–	–	66.258
Проект «Сатпаев»	–	–	33.791
Прочие	**31.796**	40.805	26.093
	179.897	189.800	253.326

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ (продолжение)

Поступления

В течение 2019 года Группа капитализировала затраты на разведку, оценку, геологическую и геофизическую разведку, в основном, связанные с контрактами на недропользование ЭмбаМунайГаза, в сумме 32.154 миллиона тенге и 12.135 миллионов тенге, относящиеся к Жамбылской области и другими новыми контрактами Компании на недропользование.

17. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	98.722	50.458	14.772	23.596	187.548
Пересчёт валюты отчетности	(25)	(169)	(72)	114	(152)
Поступления	–	–	2.452	2.885	5.337
Выбытия	–	–	(1.003)	(2.416)	(3.419)
Расходы по амортизации	–	(1.226)	(5.517)	(2.682)	(9.425)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	526	2.401	2.927
Переводы из основных средств *(Примечание 15)*	–	–	1.304	819	2.123
Перевод (в)/из запасов, нетто	–	–	–	266	266
Перемещения	–	–	1.219	(1.219)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	98.697	49.063	13.681	23.764	185.205
Пересчёт валюты отчетности	1.357	5.510	586	2.412	9.865
Поступления	–	–	2.266	4.096	6.362
Выбытия	–	–	(3.290)	(542)	(3.832)
Расходы по амортизации	–	1.659	(6.538)	(2.503)	(7.382)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	3.286	540	3.826
Обесценение *(Примечание 13)*	–	(22.506)	(59)	(71)	(22.636)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	–	(42)	(88)	(130)
Переводы (в) /из основных средств *(Примечание 15)*	–	–	1.822	(23)	1.799
Перемещения	–	(362)	1.717	(1.355)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	100.054	33.364	13.429	26.230	173.077
Пересчёт валюты отчетности	**(1.493)**	**2.237**	**(62)**	**(461)**	**221**
Поступления	**–**	**–**	**5.827**	**4.599**	**10.426**
Выбытия	**–**	**–**	**(3.725)**	**(1.678)**	**(5.403)**
Изменение в учетной оценке	**–**	**–**	**–**	**(174)**	**(174)**
Расходы по амортизации	**–**	**–**	**(5.709)**	**(5.608)**	**(11.317)**
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	**–**	**–**	**3.551**	**527**	**4.078**
Восстановление/(обесценение) *(Примечание 13)*	**–**	**(6.641)**	**5**	**396**	**(6.240)**
Переводы из запасов	**–**	**–**	**–**	**5**	**5**
Перевод в активы по разведке и оценке *(Примечание 16)*	**–**	**–**	**–**	**1.800**	**1.800**
Переводы (в) /из основных средств *(Примечание 15)*	**–**	**–**	**4.838**	**(139)**	**4.699**
Перемещения	**–**	**–**	**1.300**	**(1.300)**	**–**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	**98.561**	**28.960**	**19.454**	**24.197**	**171.172**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

В миллионах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Програм-мное обеспечение	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	209.009	57.921	70.381	93.290	430.601
Накопленная амортизация и обесценение	(110.448)	(28.961)	(50.927)	(69.093)	(259.429)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98.561	28.960	19.454	24.197	171.172
Первоначальная стоимость	169.139	58.164	62.322	81.195	370.820
Накопленная амортизация и обесценение	(69.085)	(24.800)	(48.893)	(54.965)	(197.743)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	100.054	33.364	13.429	26.230	173.077
Первоначальная стоимость	167.782	50.312	57.238	71.162	346.494
Накопленная амортизация и обесценение	(69.085)	(1.249)	(43.557)	(47.398)	(161.289)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	98.697	49.063	13.681	23.764	185.205

Текущая стоимость гудвила, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	**2019**	2018	2017
Downstream Romania	**1.140**	1.145	990
Прочие	**8.868**	8.905	7.703
Единицы, генерирующие денежные потоки KMGI	**10.008**	10.050	8.693
Группа единиц, генерирующих денежные потоки ПНХЗ	**88.553**	88.553	88.553
Прочие	–	1.451	1.451
Итого гудвил	**98.561**	100.054	98.697

На основании анализа на предмет обесценения, в 2019, 2018 и 2017 годах обесценения гудвила ПНХЗ не было обнаружено. Более подробный анализ на предмет обесценения изложен в *Примечании 4*.

18. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Выраженные в долларах США	**390.598**	414.578	1.656.763
Выраженные в тенге	**21.940**	22.031	28.228
Выраженные в других валютах	–	2.707	2.473
Резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(508)**	(560)	–
	412.030	438.756	1.687.464

На 31 декабря 2019 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,08% в долларах США и 2,58% в тенге (в 2018 году: 1,05% в долларах США и 3,73% в тенге, в 2017 году: 1,07% в долларах США и 2,29% в тенге).

На 31 декабря 2019 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,57% в долларах США, 8,33% в тенге (в 2018 году: 2,40% в долларах США, 8.20% в тенге и 0.06% в других валютах и в 2017 году: 1.65% в долларах США, 7.51% в тенге и 0.65% в других валютах).

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Срок погашения до 1 года	**359.504**	386.459	1.638.941
Срок погашения от 1 до 2 лет	**1.029**	155	836
Срок погашения свыше 2 лет	**51.497**	52.142	47.687
	412.030	438.756	1.687.464

На 31 декабря 2019 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 50.046 миллионов тенге (в 2018 году: 51.538 миллионов тенге, в 2017 году: 62.731 миллионов тенге), которые в основном состоят из 37.916 миллионов тенге (2018 год: 37.729 миллионов тенге, 2017 год: 32.100 миллионов тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

			31 декабря 2019 года		31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
В миллионах тенге	**Основная деятельность**	**Место осуществления деятельности**	**Текущая стоимость**	**Доля владения**	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия								
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.377.207**	**20,00%**	1.970.533	20,00%	1.353.084	20,00%
КМГ Кашаган Б.В.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**2.057.795**	**50,00%**	2.053.621	50,00%	1.743.495	50,00%
ТОО «Азиатский газопровод»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**168.086**	**50,00%**	–	50,00%	–	50,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	**158.867**	**50,00%**	138.549	50,00%	135.781	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	**101.766**	**50,00%**	34.411	50,00%	17.701	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	**79.849**	**50,00%**	65.116	50,00%	33.761	50,00%
Ural Group Limited BVI	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**47.662**	**50,00%**	70.874	50,00%	78.031	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	**25.620**	**50,00%**	38.349	50,00%	47.537	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	**21.438**	**50,00%**	25.773	50,00%	22.716	50,00%
ТОО «ТенизСервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	**19.277**	**48,996%**	16.945	48,996%	6.134	48,996%
Valsera Holding BV	Переработка сырой нефти	Казахстан	**12.776**	**50,00%**	23.790	50,00%	36.737	50,00%
Прочие			**41.014**		28.258		22.649	
Ассоциированные компании								
Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»)	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/ Россия	**359.173**	**20,75%**	289.586	20,75%	195.095	20,75%
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	**95.320**	**33,00%**	116.577	33,00%	115.920	33,00%
Прочие			**24.534**		23.062		14.989	
			5.590.384		4.895.444		3.823.630	

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2019 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 17.812 миллионов тенге (в 2018 году: 77.440 миллионов тенге, в 2017 году: 175.623 миллионов тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 59.628 миллионов тенге (в 2018 году: 98.182 миллионов тенге, в 2017 году: 182.191 миллионов тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2019, 2018 и 2017 годы:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Сальдо на 1 января	4.895.444	3.823.630	3.718.920
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года	–	(3.237)	–
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто *(Примечание 7)*	**827.979**	697.326	414.950
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	**(3.803)**	494	10.630
Приобретения, нетто	–	3.084	3
Гарантии выданные	**11.162**	–	–
Дивиденды полученные	**(126.461)**	(159.988)	(271.783)
Изменение в дивидендах к получению	**7.433**	3.702	(39.889)
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	**5.889**	1.467	–
Возврат вкладов в капитал без изменения доли владения	–	(93.072)	(1.715)
Элиминации и корректировки*	**(7.043)**	17.071	(20.722)
Восстановление обесценения инвестиций		–	14.845
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи		–	(67)
Пересчёт валюты отчетности	**(20.216)**	604.967	(1.542)
Сальдо на 31 декабря	**5.590.384**	4.895.444	3.823.630

* *Корректировка нереализованной прибыли представляет собой элиминацию нереализованной прибыли, возникающей при реализации товаров Группе совместным предприятием и капитализированных вознаграждений по займам, предоставленных Компанией и дочерними организациями в совместные предприятия, признаваемую при использовании метода долевого участия.*

16 октября 2015 года Группа продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу Самрук-Казына с опционом на покупку всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года (далее – «Опцион»). 20 декабря 2017 года период реализации опциона был изменен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. По состоянию на 31 декабря 2019 года, 2018 года и 2017 года цена опциона была незначительной.

Амстердамский суд наложил ограничения на права в части распоряжения этими акциями Самрук-Казына принадлежащих ему 50% акций KMG Kashagan B.V. (далее – «ограничения»). В течение срока действия данной обеспечительной меры, по указанным акциям KMG Kashagan B.V., данные акции не могут быть проданы, переданы или обременены. По состоянию на 31 декабря 2019 года, ограничения оставались в силе и контроль над активом не был передан Группе.

В 2018 году возврат взноса без изменения доли владения в основном связан с частичным изъятием инвестиций в «Мангистау Инвестментс Б.В.» в размере 249 миллионов долларов США (что эквивалентно 92.582 миллионам тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Долгосрочные активы	16.276.182	4.087.310	1.395.615	433.950	482.553	10.176
Краткосрочные активы, включая	975.247	273.048	578.072	114.571	171.411	195.666
Денежные средства и их эквиваленты	45.128	74.330	136.318	16.091	11.918	83.674
Долгосрочные обязательства, включая	(4.137.239)	(499.989)	(1.225.064)	(148.898)	(354.711)	(148)
Долгосрочные финансовые обязательства	(2.563.353)	(581)	(1.050.532)	(49.553)	(342.836)	–
Краткосрочные обязательства, включая	(1.228.155)	(201.781)	(412.451)	(80.495)	(145.277)	(45.996)
Краткосрочные финансовые обязательства	(44.762)	(194)	(379.633)	(400)	(119.557)	–
Капитал	11.886.035	3.658.588	336.172	319.128	153.976	159.698
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	228.501	–	–	–	–
Консолидационные корректировки	–	–	–	(697)	24.778	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2019 года	2.377.207	2.057.795	168.086	158.867	101.766	79.849
Выручка	6.231.720	443.545	785.250	836.474	172.894	306.259
Износ и амортизация	(874.694)	(175.119)	(74.734)	(70.250)	(16.028)	(280)
Финансовый доход	9.428	5.377	9.674	159	–	2.384
Финансовые затраты	(39.896)	(41.813)	(90.669)	(8.772)	(26.563)	–
Расходы по подоходному налогу	(889.194)	(57.794)	(113.177)	(51.818)	–	(8.625)
Прибыльза год от продолжающейся деятельности	2.074.701	26.228	428.204	165.766	112.387	30.311
Прочий совокупный (убыток)/доход	(41.327)	(17.880)	–	485	–	(846)
Общий совокупный доход	2.033.374	8.348	428.204	166.251	112.387	29.465
Изменение в непризнанной доле убытка	–	–	46.016	–	–	–
Дивиденды полученные	–	–	–	61.872	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГерМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	218.689	118.312	53.020	335.845	564.128
Краткосрочные активы, включая	729	42.245	19.326	51.621	80.995
Денежные средства и их эквиваленты	714	37.401	11.947	6.953	41.660
Долгосрочные обязательства, включая	(123.902)	(40.343)	(6.533)	(117.580)	(513.735)
Долгосрочные финансовые обязательства	(94.532)	–	–	–	(507.803)
Краткосрочные обязательства, включая	(192)	(68.975)	(22.937)	(230.542)	(90.320)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	–	(1.360)	(27.035)
Капитал	95.324	51.239	42.876	39.344	41.068
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Консолидационные корректировки	–	–	–	–	(7.758)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2019 года	47.662	25.620	21.438	19.277	12.776
Выручка	–	191.297	61.597	257.944	132.246
Износ и амортизация	(13)	(50.605)	(11.886)	(194.344)	(25.790)
Финансовый доход	–	227	185	3	21
Финансовые затраты	(27.471)	(1.348)	(91)	(25.434)	(34.425)
Расходы по подоходному налогу	(1.688)	(73.148)	113	–	(22.964)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(37.790)	35.121	19.445	13.760	(12.214)
Прочий совокупный убыток	(627)	(216)	–	–	(85)
Общий совокупный доход/(убыток)	(38.417)	34.905	19.445	13.760	(12.299)
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	–	–	–
Дивиденды полученные	–	30.183	9.057	4.410	757

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2018 год:

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Долгосрочные активы	12.922.783	4.156.425	1.460.389	407.888	441.704	11.563
Краткосрочные активы, включая	1.057.016	382.203	548.679	72.748	198.892	141.406
Денежные средства и их эквиваленты	203.864	111.112	14.907	15.318	139.385	19.910
Долгосрочные обязательства, включая	(2.780.571)	(705.486)	(1.710.805)	(125.106)	(496.648)	(133)
Долгосрочные финансовы обязательства	(1.536.800)	(778)	(1.642.324)	(49.946)	(487.373)	–
Краткосрочные обязательства, включая	(1.346.563)	(184.826)	(390.294)	(77.576)	(104.498)	(22.604)
Краткосрочные финансовые обязательства	(36.670)	(194)	(363.250)	(451)	(93.024)	–
Капитал	9.852.665	3.648.316	(92.031)	277.954	39.450	130.232
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	46.016	–	–	–
Гудвил	–	229.463	–	–	–	–
Консолидационные корректировки	–	–	–	(428)	14.686	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2018 года	1.970.533	2.053.621	–	138.549	34.411	65.116
Выручка	5.941.474	438.662	766.661	839.356	150.793	244.346
Износ и амортизация	(685.434)	(180.246)	(83.523)	(60.373)	(15.540)	(134)
Финансовый доход	19.426	2.954	7.480	857	303	1.255
Финансовые затраты	(136.761)	(42.366)	(100.922)	(8.006)	(28.277)	(377)
Расходы по подоходному налогу	(941.034)	(38.996)	–	(56.904)	–	(13.163)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	2.195.746	68.067	211.332	193.707	33.420	10.509
Прочий совокупный доход /(убыток)	1.270.679	552.184	–	(319)	–	17.231
Общий совокупный доход	3.466.425	620.251	211.332	193.388	33.420	27.740
Изменение в непризнанной доле убытка	–	–	105.666	–	–	–
Дивиденды полученные	64.671	–	–	–	–	14.181

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2018 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГерМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	239.908	131.604	58.965	520.242	610.463
Краткосрочные активы, включая	216	75.131	19.332	53.449	56.343
Денежные средства и их эквиваленты	183	64.921	5.526	792	25.283
Долгосрочные обязательства, включая	(98.145)	(43.798)	(10.744)	(299.007)	(482.303)
Долгосрочные финансовые обязательства	(73.500)	–	–	(3.836)	(481.398)
Краткосрочные обязательства включая	(231)	(86.239)	(16.007)	(240.100)	(129.621)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	–	(3.847)	(27.818)
Капитал	141.748	76.698	51.546	34.584	54.882
Доля владения	**50%**	**50%**	**50%**	**48.996%**	**50%**
Консолидационные корректировки	–	–	–	–	(3.651)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2018 года	70.874	38.349	25.773	16.945	23.790
Выручка	1	234.732	61.838	173.006	93.342
Износ и амортизация	(14)	(33.376)	(5.037)	(108.005)	(9.280)
Финансовый доход	–	1.119	180	1	108
Финансовые затраты	(9.031)	(1.062)	(740)	(19.468)	(4.105)
Расходы по подоходному налогу	(1.788)	(95.496)	(21.360)	(1.249)	8.630
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(37.645)	55.829	18.114	28.363	(15.978)
Прочий совокупный доход	22.023	4.809	–	–	–
Общий совокупный доход/(убыток)	(15.622)	60.638	18.114	28.363	(15.978)
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	–	–	–
Дивиденды полученные	–	42.706	6.000	2.597	1.306

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»»
Долгосрочные активы	8.719.902	3.784.723	1.572.551	393.189	442.257	27.019
Краткосрочные активы, включая	1.527.677	172.993	519.333	66.799	139.272	150.968
Денежные средства и их эквиваленты	748.523	49.410	9.070	3.090	71.939	30.877
Долгосрочные обязательства, включая	(2.507.496)	(563.263)	(2.058.444)	(66.129)	(464.527)	–
Долгосрочные финансовые обязательства	(1.329.320)	–	(2.015.735)	–	(457.760)	–
Краткосрочные обязательства, включая	(974.662)	(304.431)	(331.506)	(122.297)	(110.972)	(69.021)
Краткосрочные финансовые обязательства	(31.719)	(272.148)	(297.654)	–	(91.095)	–
Капитал	6.765.421	3.090.022	(298.066)	271.562	6.030	108.966
Доля владения	20%	50%	50%	50%	50%	50%
Гудвил	–	198.484	–	–	–	–
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	149.033	–	–	–
Консолидационные корректировки	–	–	–	–	14.686	(20.722)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2017 года	1.353.084	1.743.495	–	135.781	17.701	33.761
			–			
Выручка	4.357.947	183.119	587.429	635.903	79.097	243.527
Износ и амортизация	(560.817)	(90.258)	(64.333)	(62.190)	(13.235)	(638)
Финансовый доход	22.007	1.025	3.757	126	21	2.489
Финансовые затраты	(127.134)	(36.557)	(86.077)	(5.788)	(24.649)	(13.362)
Расходы по подоходному налогу	(621.385)	(3.750)	(89.287)	(34.036)	–	(11.907)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	1.449.898	(20.417)	269.647	99.210	38.485	17.244
Прочий совокупный (убыток)/доход	7.518	(10.897)	–	(229)	–	(1.939)
Общий совокупный доход/(убыток)	1.457.416	(31.314)	269.647	98.981	38.485	15.305
Изменение в непризнанной доли в убытках	–	–	134.824	–	19.911	–
Дивиденды полученные	79.694	–	–	105.523	–	18.647

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГерМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	219.833	131.808	49.854	514.174	417.763
Краткосрочные активы, включая	57	46.381	19.768	72.382	55.449
Денежные средства и их эквиваленты	47	37.914	6.004	4.636	17.663
Долгосрочные обязательства, включая	(63.640)	(28.691)	(7.431)	(419.764)	(211)
Долгосрочные финансовые обязательства	(54.733)	–	–	(12.536)	–
Краткосрочные обязательства, включая	(188)	(54.424)	(16.759)	(154.273)	(399.527)
Краткосрочные финансовые обязательства	–		(6.847)	(7.290)	(327.332)
Капитал	156.062	95.074	45.432	12.519	73.474
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2017 года	78.031	47.537	22.716	6.134	36.737
Выручка	8	164.616	56.047	3.467	60.808
Износ и амортизация	(20)	(34.072)	(17.062)	(378)	(5.027)
Финансовый доход	17	1.306	212	39	411
Финансовые затраты	(1.891)	(1.014)	(2.473)	(116)	(66)
Расходы по подоходному налогу	(691)	(53.071)	2.416	(645)	(4.373)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(3.754)	35.427	(33.576)	3.375	19.502
Прочий совокупный убыток	(219)	(664)	–	–	(118)
Общий совокупный доход/(убыток)	(3.973)	34.763	(33.576)	3.375	19.384
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	–	–	–
Дивиденды полученные	–	40.445	–	–	2.377

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2019 год:

	2019	
В миллионах тенге	**КТК**	**ПКИ**
Долгосрочные активы	**1.992.524**	**330.021**
Краткосрочные активы	**99.635**	**55.086**
Долгосрочные обязательства	**(38.825)**	**(69.474)**
Краткосрочные обязательства	**(499.392)**	**(26.785)**
Капитал	**1.553.942**	**288.848**
Доля владения	**20,75%**	**33%**
Гудвил	**36.730**	**–**
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**359.173**	**95.320**
Выручка	**867.450**	**131.688**
Износ, истощение и амортизация	**(178.032)**	**(49.236)**
Финансовый доход	**10.720**	**425**
Финансовые затраты	**(52.453)**	**(2.769)**
Расходы по подоходному налогу	**(111.797)**	**(20.904)**
Прибыль за год	**341.537**	**(55.286)**
Прочий совокупный (убыток)/доход	**(6.181)**	**(1.473)**
Общий совокупный доход	**335.356**	**(56.759)**
Дивиденды полученные	**–**	**15.004**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2018 год:

	2018	
В миллионах тенге	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2.147.362	410.710
Краткосрочные активы	105.910	91.815
Долгосрочные обязательства	(350.304)	(45.218)
Краткосрочные обязательства	(685.130)	(104.043)
Капитал	1.217.838	353.264
Доля владения	20,75%	33%
Гудвил	36.885	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	289.586	116.577
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	757.734	163.263
Износ, истощение и амортизация	(224.968)	(26.267)
Финансовый доход	32.779	387
Финансовые затраты	(96.267)	(2.564)
Расходы по подоходному налогу	(40.715)	(40.085)
Прибыль за год	279.348	44.213
Прочий совокупный (убыток)/доход	176.033	40.886
Общий совокупный доход	455.381	85.099
Дивиденды полученные	–	24.914

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2017 год:

	2017	
В миллионах тенге	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2.042.156	356.152
Краткосрочные активы	95.627	84.904
Долгосрочные обязательства	(756.148)	(59.123)
Краткосрочные обязательства	(595.179)	(30.659)
Капитал	786.456	351.274
Доля владения	20,75%	33%
Гудвил	31.905	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	195.095	115.920
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	647.478	137.912
Износ, истощение и амортизация	(141.191)	(26.442)
Финансовый доход	13.043	246
Финансовые затраты	(78.910)	(3.279)
Расходы по подоходному налогу	(49.237)	(20.965)
Прибыль за год	263.450	21.921
Прочий совокупный (убыток)/доход	16.354	(992)
Общий совокупный доход	279.804	20.929
Дивиденды полученные	–	20.453

Ниже представлена обобщённая финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Долгосрочные активы	**143.772**	121.289	125.404
Краткосрочные активы	**52.488**	45.979	37.468
Долгосрочные обязательства	**(110.096)**	(131.980)	(127.415)
Краткосрочные обязательства	**(62.503)**	(37.995)	(35.006)
Гудвил	**4.050**	4.050	172
Обесценение	**(3.635)**	(3.635)	(3.635)
Накопленная непризнанная доля в убытках	**(16.938)**	(30.550)	(25.661)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**41.014**	28.258	22.649
Доход за год от продолжающейся деятельности	**25.069**	1.999	18.233
Прочий совокупный доход/(убыток)	**–**	(668)	498
Общий совокупный доход	**25.069**	1.331	18.731
Непризнанная доля в прибылях/(убытках)	**13.612**	(4.807)	13.600

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Долгосрочные активы	**30.415**	29.046	24.818
Краткосрочные активы	**55.185**	50.178	36.648
Долгосрочные обязательства	**(10.566)**	(10.469)	(12.035)
Краткосрочные обязательства	**(51.374)**	(46.568)	(35.371)
Накопленная непризнанная доля в убытках/(убытках)	**(875)**	(875)	(929)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	**24.534**	23.062	14.989
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	**2.457**	3.254	436
Прочий совокупный доход/(убыток)	**(398)**	3.357	250
Общий совокупный доход/(убыток)	**2.059**	6.611	686
Непризнанная доля в убытках	**–**	4	(199)

20. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Материалы и запасы (*по себестоимости*)	**116.327**	115.103	98.714
Нефтепродукты (*по наименьшему из себестоимости и чистой стоимости реализации*)	**53.974**	99.998	84.841
Продукты переработки газа (*по себестоимости*)	**52.566**	57.762	15.689
Сырая нефть (*по себестоимости*)	**58.348**	39.436	51.125
	281.215	312.299	250.369

По состоянию на 31 декабря 2019 года товарно-материальные запасы в сумме 47.863 миллионов тенге находились в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2018 года: 123.973 миллионов тенге, на 31 декабря 2017 года: 111.844 миллионов тенге).

21. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Предоплата и расходы будущих периодов	**138.822**	96.510	95.623
Налоги к возмещению, кроме НДС	**52.642**	35.556	29.577
Дивиденды к получению	**7.582**	15.848	29.010
Прочая дебиторская задолженность	**15.047**	15.321	13.057
Прочие текущие активы	**87.357**	70.016	91.613
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(39.356)**	(28.528)	(62.770)
Итого прочих текущих активов	**262.094**	204.723	196.110
Торговая дебиторская задолженность	**430.125**	540.669	525.773
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(32.368)**	(46.692)	(57.906)
Торговая дебиторская задолженность	**397.757**	493.977	467.867

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов по данным активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2019 года торговая дебиторская задолженность в сумме 71.296 миллионов тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2018 года: 72.695 миллионов тенге, на 31 декабря 2017 года: 58.116 миллионов тенге).

В 2017 году связи с отзывом Национальным банком РК лицензии АО «Delta Bank» и неопределенностью относительно возврата банковских вкладов, размещенных в Delta Bank, Группа начислила 100% резерв на обесценение депозитов на сумму 36.161 тысяча долларов США (эквивалентно 13.835 миллионов тенге) и реклассифицировала депозиты в прочую дебиторскую задолженность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ (продолжение)

Изменения в резерве на ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и прочим текущим активам представлены следующим образом:

В миллионах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2016 года	101.519
Начисления за год, нетто (*Примечание 12*)	936
Списано	(977)
Переводы и реклассификации	11.856
Пересчет валюты отчетности	7.342
На 31 декабря 2017 года	**120.676**
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года	3.658
Восстановлено за год, нетто (*Примечание 12*)	(264)
Списано	(59.880)
Переводы и реклассификации	(2)
Пересчет валюты отчетности	11.032
На 31 декабря 2018 года	**75.220**
Начисления за год, нетто (*Примечание 12*)	14.138
Списано	(16.659)
Переводы и реклассификации	153
Пересчет валюты отчетности	(1.128)
На 31 декабря 2019 года	**71.724**

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

			Просроченная, но не обесцененная				
В миллионах тенге	Итого	Не просроченная, не обесцененная	<30 дней	30 – 60 дней	61 – 90 дней	91 – 120 дней	>120 дней
2019	**397.757**	**364.443**	**19.633**	**5.130**	**1.808**	**1.199**	**5.544**
2018	493.977	448.671	23.935	5.018	4.504	4.822	7.027
2017	467.867	365.858	17.506	38.832	16.447	2.292	26.932

22. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Займы выданные, учитываемые по амортизированной стоимости	**509.003**	495.869	785.593
Займы выданные, учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток	**214.395**	263.274	–
Облигации к получению от Самрук-Казына	**16.290**	15.364	18.342
Вексель к получению от участника совместного предприятия	**13.627**	16.599	38.016
Аренда к получению от совместных предприятий	**4.458**	–	–
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(3.508)**	(3.963)	–
	754.265	787.143	841.951

В соответствии с МСФО 9 Группа переклассифицировала некоторые займы выданные в категорию, как учитываемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки. Справедливая стоимость таких займов рассчитывается путем дисконтирования будущих денежных потоков.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН (продолжение)

Ниже представлена информация по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон в валютах, выраженных в:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Займы связанным сторонам в тенге	**510.240**	471.541	471.798
Займы связанным сторонам в долларах США	**206.285**	280.952	311.341
Облигации к получению от Самрук-Казына в тенге	**16.241**	15.315	18.342
Вексель к получению от участника совместного предприятия в долларах США	**13.627**	16.599	38.016
Аренда к получению от совместных предприятий	**4.448**	–	–
Займы связанным сторонам в других валютах	**3.424**	2.736	2.454
	754.265	787.143	841.951

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Текущая часть	**138.719**	148.615	169.502
Долгосрочная часть	**615.546**	638.528	672.449
	754.265	787.143	841.951

Изменения в резерве на ожидаемые кредитные убытки по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон представлены следующим образом:

В миллионах тенге	
На 1 января 2017 года	–
На 31 декабря 2017 года	–
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года *(Примечание 3)*	4.611
Восстановлено	(985)
Пересчет валюты отчетности	337
На 31 декабря 2018 года	**3.963**
Восстановлено	(447)
Пересчет валюты отчетности	(8)
На 31 декабря 2019 года	**3.508**

23. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Срочные вклады в банках – доллары США	**108.298**	743.646	792.428
Срочные вклады в банках – тенге	**210.354**	195.093	115.103
Срочные вклады в банках – другие валюты	**6.450**	3.492	3.279
Текущие счета в банках – доллары США	**633.231**	538.440	306.716
Текущие счета в банках – тенге	**75.168**	39.137	30.398
Текущие счета в банках – другие валюты	**10.220**	9.658	8.847
Деньги в пути	**19.991**	8.914	5.538
Кассовая наличность и чеки	**1.150**	1.204	1.684
Минус: резервы по ожидаемым кредитным убыткам	**(410)**	(131)	(6)
	1.064.452	1.539.453	1.263.987
Денежные средства и их эквиваленты, относящиеся к прекращенной деятельности	**–**	6.395	2.618
	1.064.452	1.545.848	1.266.605

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах.

По состоянию на 31 декабря 2018 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 2,02% в долларах США, 8,84% в тенге и 0,12% в других валютах (в 2018 году: 2,84% в долларах США, 7,58% в тенге и 0,07% в других валютах, в 2017 году: 1,04% в долларах США и 7,85% в тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных, включает:

	На 31 декабря, 2017 года	Выпущено в 2018 году	На 31 декабря, 2018 года	Выпущено в 2019 году	На 31 декабря, 2019 года
Количество выпущенных и оплаченных акций, включая:	589.399.889	20.719.604	610.119.493	–	610.119.493
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900	–	137.900	–	137.900
Номинальной стоимостью 10.000 тенге	–	20.719.604	20.719.604	–	20.719.604
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029	–	59.707.029	–	59.707.029
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	71.104.187	–	71.104.187	–	71.104.187
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 1.000 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	458.450.766	–	458.450.766	–	458.450.766
Уставный капитал (тысяч тенге)	709.344.505	207.196.040	916.540.545	–	916.540.545

Уставный капитал и дополнительный оплаченный капитал

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, Компания имеет один класс выпущенных акций. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов 239.440.103 простых акции были объявлены, но не выпущены (в 2017 году: 260.159.707 простых акций).

В 2018 году Компания выпустила 20.719.604 простых акций (2017 год: 5.187.152 простых акций). В оплату данных простых акций Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения на общую сумму 207.196 миллионов тенге (2017 год: 12.968 миллионов тенге) которые ранее были признаны как дополнительный оплаченный капитал, и денежные средства в размере 7 тысяч тенге (2017 год: 1 тысяча тенге). Компания признала газопроводы как дополнительный оплаченный капитал на основании договора доверительного управления, который является краткосрочным механизмом до даты передачи юридического права на трубопроводы Группе.

В 2018 году Группа увеличила дополнительный оплаченный капитал на 4.114 миллионов тенге (2017 год: 13.189 миллионов тенге), что представляет собой справедливую стоимость газопроводов, предоставленных Правительством на условиях доверительного управления, которые служат механизмом до даты передачи юридического права на трубопроводы Группе.

Операции с Самрук-Казына

В 2019 году Компания предоставила Самрук-Казына дополнительные транши в размере 54.720 миллионов тенге (2018 г: 52.293 миллиона тенге и 2017 г: 47.020 миллионов тенге) по беспроцентному долгосрочному договору по финансовой помощи, подписанному 25 декабря 2015 года, с текущим сроком погашения в 2022 году. В 2019 году разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью дополнительного транша в размере 14.184 миллиона тенге (2018 г: 10.188 миллионов тенге и 2017 г: 5.716 миллионов тенге) была отражена как операции с Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

В 2018 году Компания продлила срок действия договора о предоставлении беспроцентной долгосрочной финансовой помощи Самрук-Казына и, соответственно, признала модификацию задолженности в размере 78.358 миллионов тенге, которое было отражено как операция с Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

В 2017 году Самрук-Казына внес изменения в проспект второго выпуска облигаций, согласно которому купон по облигациям снижен с 4.00% до 0.50%, и Компания признала модификацию задолженности, эффект от которой в размере 24.020 миллионов тенге был отнесен на капитал как операции с Самрук-Казына в консолидированном отчёт об изменении в капитале.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Уставный капитал (продолжение)

Распределения Самрук-Казына

В 2019 году Компания передала Самрук-Казына выручку от продажи непрофильных активов в размере 3.853 миллиона тенге, которая была признана как распределение Самрук-Казына, в рамках правительственных постановлений о передаче непрофильных активов КМГ, и в соответствии с решением Правления Самрук-Казына. Кроме того, в 2019 году Группа начислила и выплатила 568 миллионов тенге, распределенных «ОзенМунайГазом» в соответствии с государственным сбором на жилье жителей, проживающих в городе Жанаозен.

В 2019 году Группа полностью выполнила свои обязательства в размере 20.900 миллионов тенге по строительству социальных объектов в городе Туркестан, признано в рамках распределений в Самрук-Казына в 2018 году, включая дополнительное распределение в размере 1.773 миллиона тенге, признанное в 2019 году. Кроме того, Группа перечислила денежные платежи в размере 9.203 миллиона тенге для выполнения своих обязательств по строительству Дворца боевых искусств в г. Нур-Султан, признаннах в рамках распределения Самрук-Казына в 2016-2017 годах.

Дополнительно, в 2018 году распределения Самрук-Казына также включали результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» (дочерняя компания Группы) в сумме 6.473 миллиона тенге и корректировку справедливой стоимости газопроводов, переданных в оплату выпущенных акций в сумме 10 миллионов тенге.

В 2017 году распределения Самрук-Казына включали: начисление резерва на строительство Дворца единоборств в г. Астана в сумме 5.544 миллиона тенге, результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» в сумме 5.793 миллиона тенге.

В 2017 году в связи с передачей Корпоративному Фонду «ТВЦ Казахстан» обязательств по реконструкции Выставочного центра в городе Москва, Компания сторнировала ранее начисленный резерв в сумме 4.459 миллионов тенге.

На 31 декабря 2017 года Группа признала дисконт по облигациям, выпущенным ТОО «Специализированная финансовая компания ДСФК» в составе нераспределенной прибыли в сумме 16.756 миллионов тенге.

Дивиденды

В 2019 году Группа начислила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в КТО, КМГИ и РД КМГ (дочерние организации Компании) в размере 4.138 миллионов тенге (на 31 декабря 2018 года: 6.200 миллионов тенге и на 31 декабря 2017 года: 13.269 миллионов тенге).

В 2019 году Компания, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК начислила и выплатила дивиденды за 2018 год в размере 60,64 тенге за акцию на общую сумму 36.998 миллионов тенге. В 2018 году Компания начислила и выплатила дивиденды за 2017 год в размере 61,54 тенге за акцию на общую сумму 36.272 миллиона тенге. В 2017 году Компания начислила и выплатила дивиденды за 2016 год в размере 11,32 тенге за акцию на общую сумму 6.672 миллионов тенге и дивиденды за 2013 год в размере 66,52 тенге за акцию на общую сумму 39.207 миллионов тенге.

Выкуп собственных акций дочерней компании – РД КМГ

22 февраля 2019 года РД КМГ завершил программу обратного выкупа привилегированных акций. 14 мая 2019 года привилегированные акции были исключены из КФБ. В соответствии с программой выкупа в 2019 году РД КМГ произвел выкуп всех своих простых и привилегированных акций на общую сумму 2.464 миллиона тенге (2018 год: 642.524 миллиона тенге, 2017: ноль) в рамках выкупа всех простых акций размещенных в КФБ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Итого активы	**14.081.915**	14.015.280	13.549.958
Минус: нематериальные активы	**171.172**	173.077	185.205
Минус: итого обязательства	**5.885.259**	6.872.211	6.766.353
Чистые активы	**8.025.484**	6.969.992	6.598.400
Количество простых акций	**610.119.493**	610.119.493	589.399.889
Балансовая стоимость одной акции	**13,154**	11,424	11,195

Прибыль на акцию

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию	**601.486.325**	601.486.325	588.967.626
Основная и разводненная доля в чистой прибыли за период	**1,899**	1,137	0,891
Основная и разводненная доля в чистой прибыли от продолжающейся деятельности за период	**1,899**	1,147	0,898

Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

		2019		2018		2017	
	Страна регистрации и осуществления деятельности	**Неконтролирующая доля участия**	**Текущая стоимость**	Неконтролирующая доля участия	Текущая стоимость	Неконтролирующая доля участия	Текущая стоимость
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	**10,00%**	**44.733**	10,00%	43.382	10,00%	42.862
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	**0,30%**	**9.733**	0,50%	9.056	36,99%	779.932
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**51.591**	45,37%	49.330	45,37%	46.577
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	**45,37%**	**5.518**	45,37%	(3.316)	45,37%	8.699
Rompetrol Vega	Румыния	**45,37%**	**(16.289)**	45,37%	(21.181)	45,37%	(19.743)
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	**45,37%**	**(74.441)**	45,37%	(9.855)	45,37%	706
Прочие			**17.410**		13.064		10.985
			38.255		80.480		870.018

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2019 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	114.262	490.914	893.471	3.800	102.697	27.272
Краткосрочные активы	135.270	104.433	1.235.457	9.024	219.194	9.511
Долгосрочные обязательства	(56.084)	(78.008)	(75.452)	(643)	(93.091)	(24.905)
Краткосрочные обязательства	(79.741)	(74.699)	(167.393)	(19)	(392.868)	(47.778)
Итого капитал	113.707	442.640	1.886.083	12.162	(164.068)	(35.900)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	62.116	397.907	1.876.350	6.644	(89.627)	(19.611)
Неконтрольную долю участия	51.591	44.733	9.733	5.518	(74.441)	(16.289)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	610.232	239.626	1.119.068	–	1.316.167	85.831
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	6.884	56.653	272.863	19.830	(143.227)	10.657
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	6.511	53.448	267.684	19.471	(141.676)	10.792
Приходится на:						
Акционера материнской компании	3.557	48.045	232.309	10.637	(77.204)	5.895
Неконтрольную долю участия	2.954	5.403	1.166	8.834	(64.472)	4.897
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(3.999)	(16)	–	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	11.581	94.060	237.576	1	70.429	3.666
Инвестиционная деятельность	3.183	(57.033)	(368.188)	–	(26.015)	(3.541)
Финансовая деятельность	(14.590)	(41.853)	(4.457)	–	(43.941)	(46)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	174	(4.630)	(139.237)	1	473	79

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2018 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	115.878	474.493	855.098	–	226.762	25.547
Краткосрочные активы	130.109	89.618	1.121.114	14.248	208.058	10.486
Долгосрочные обязательства	(51.580)	(65.939)	(59.533)	(660)	(99.909)	(28.237)
Краткосрочные обязательства	(85.683)	(68.156)	(192.006)	(20.897)	(356.631)	(54.478)
Итого капитал	108.724	430.016	1.724.673	(7.309)	(21.720)	(46.682)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	59.394	386.634	1.715.617	(3.993)	(11.865)	(25.501)
Неконтрольную долю участия	49.330	43.382	9.056	(3.316)	(9.855)	(21.181)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	552.546	225.400	1.189.393	74.024	1.198.576	78.746
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(10.087)	61.168	299.917	(27.398)	(22.771)	3.208
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	6.067	67.673	334.747	(26.480)	(23.276)	(3.168)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	3.314	60.994	314.578	(14.466)	(12.716)	(1.731)
Неконтрольную долю участия	2.753	6.679	20.169	(12.014)	(10.560)	(1.437)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(6.153)	(48)	–	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	8.598	97.453	276.070	(1)	42.428	1.653
Инвестиционная деятельность	(4.442)	(44.854)	164.487	–	(15.532)	(1.667)
Финансовая деятельность	(4.304)	(61.540)	(642.760)	(1)	(27.347)	38
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	(148)	(7.592)	(134.732)	(2)	(451)	24

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. КАПИТАЛ (продолжение)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2017 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R.L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	119.373	450.726	771.619	3.418	219.853	21.455
Краткосрочные активы	121.461	99.864	1.562.165	25.181	213.573	9.848
Долгосрочные обязательства	(13.368)	(60.819)	(53.790)	(2.680)	(50.695)	(24.447)
Краткосрочные обязательства	(124.809)	(65.826)	(171.272)	(6.747)	(381.175)	(50.370)
Итого капитал	102.657	423.945	2.108.722	19.172	1.556	(43.514)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	56.080	381.083	1.328.790	10.473	850	(23.771)
Неконтрольную долю участия	46.577	42.862	779.932	8.699	706	(19.743)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	402.786	222.450	954.506	65.576	868.443	56.964
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	10.745	65.890	195.361	(4.905)	(1.696)	2.060
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	10.632	66.003	194.983	(5.079)	(2.357)	2.249
Приходится на:						
Акционера материнской компании	5.808	59.403	122.876	(2.775)	(1.288)	1.229
Неконтрольную долю участия	4.824	6.600	72.107	(2.304)	(1.069)	1.020
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	–	(5.961)	(7.309)	–	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	20.967	98.946	234.063	(2)	35.474	1.223
Инвестиционная деятельность	(2.622)	(67.271)	44.736	–	(36.389)	(1.217)
Финансовая деятельность	(17.790)	(59.617)	(18.906)	–	(661)	8
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	555	(28.424)	259.552	(2)	(1.576)	14

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	**3.146.477**	3.029.688	3.137.182
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**5,48%**	5,42%	6,30%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	**691.027**	1.123.550	1.164.070
Средневзвешенные ставки вознаграждения	**5,73%**	5,70%	4,90%
	3.837.504	4.153.238	4.301.252

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Займы, выраженные в долларах США	**3.555.347**	3.927.512	4.069.683
Займы, выраженные в тенге	**271.776**	207.276	220.729
Займы, выраженные в евро	**2.881**	1.866	–
Займы, выраженные в других валютах	**7.500**	16.584	10.840
	3.837.504	4.153.238	4.301.252

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Текущая часть	**253.428**	330.590	884.140
Долгосрочная часть	**3.584.076**	3.822.648	3.417.112
	3.837.504	4.153.238	4.301.252

В 2019 году Компания прекратила признание займа от партнеров по проекту «Жемчужина» на общую сумму 110.930 миллионов тенге, включая вознаграждение в размере 3.543 миллиона тенге, поскольку партнеры проекта «Жемчужина» решили не представлять план развития и согласились добровольно отказаться от контрактной территории под СРП «Жемчужина» (*Примечание 13*).

В 2018 году Компания прекратила признание займа от ONGC Videsh, партнера по проекту Сатпаев, на общую сумму 53.263 миллиона тенге, включая вознаграждение в размере 4.620 миллионов тенге. Прекращение признания займа связано с запланированным выходом из проекта и возвращением контрактной территории Правительству.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, выпущенные долговые ценные бумаги и займы составили:

				По состоянию на 31 декабря		
Займы	**Сумма выпуска**	**Дата погашения**	**Ставка вознаграждения**	**2019**	2018	2017
						–
AIX 2019	56 миллиардов тенге	2024	5,00%	**52.843**	–	–
Облигации ЛФБ 2018	1,5 миллиарда долларов США	2048	6,375%	**574.230**	576.571	–
Облигации ЛФБ 2018	1,25 миллиарда долларов США	2030	5,375%	**482.393**	484.362	–
Облигации ЛФБ 2018	0,5 миллиарда долларов США	2025	4,75%	**192.764**	193.533	–
Облигации ЛФБ 2017	1,25 миллиарда долларов США	2047	5,75%	**468.940**	477.347	412.644
Облигации ЛФБ 2017	1 миллиард долларов США	2027	4,75%	**380.413**	384.384	332.128
Облигации ИФБ 2017	750 миллионов долларов США	2027	4,375%	**289.487**	290.607	251.245
Облигации ЛФБ 2017	0,5 миллиарда долларов США	2022	3,88%	**191.694**	193.026	166.819
Облигации ЛФБ 2014	1 миллиард долларов США	2044	6,00%	–	11.211	9.682
Облигации ЛФБ 2014	0,5 миллиарда долларов США	2025	4,875%	–	–	40.465
Облигации ЛФБ 2013	1 миллиард долларов США	2023	4,40%	**154.442**	155.214	133.839
Облигации ЛФБ 2013	2 миллиарда долларов США	2043	5,75%	–	–	166.367
Облигации ЛФБ 2010	1,5 миллиарда долларов США	2020	7,00%	–	–	**454.158**
Облигации ЛФБ 2010	1,25 миллиарда долларов США	2021	6,375%	–	–	374.885
Облигации КФБ 2009	120 миллиардов тенге	2019	6M Libor+8,50%	–	42.721	73.637
Облигации ЛФБ 2008	1,6 миллиардов долларов США	2018	9,125%	–	–	530.055
Прочие				**4.518**	4.440	13.276
Итого				**2.791.724**	2.813.416	2.959.200

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	По состоянию на 31 декабря 2019	2018	2017
The Export-Import Bank of China (Эксимбанк)	1,13 миллиардов долларов США	2027	6M Libor + 4,10%	**350.042**	398.978	340.200
АО «Банк развития Казахстана» (БРК)	185 миллиардов тенге	2022-2028	7,00%-10,20%	**138.313**	120.225	115.480
БРК	1,1 миллиардов долларов США	2023-2025	6M Libor + 4,00%, 5,00%, 10,99%	**131.022**	292.594	294.632
Синдицированный займ *(Unicredit, ING Bank, BCR, Raiffeisen Bank)*	360 миллионов долларов США	2022	1M Libor+2,75%, 1M Libor+2,5%, 1M Robor+2,00%,1W Libor +2,5%, ON Libor +2,5%, ON Euribor+2,5%	**99.554**	98.831	82.747
Синдицированный займ (*Citibank, N.A., London Branch, Mizuho Bank, Ltd., MUFG Bank Ltd., Société Générale, ING Bank, and ING Bank N.V.*)	200 миллионов долларов США	2021	3M Libor+1,35%	**76.442**	76.625	–
Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	297,5 миллионов долларов США	2025	2,19%+CIRR, 6 M Libor+1,10%	**65.254**	76.452	62.387
АО «Народный Банк Казахстана» (Народный Банк)	150 миллионов долларов США	2024	5,00%	**52.771**	–	–
Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР)	68 миллиардов тенге	2023	3M CPI + 50 базисных пунктов + 3,15%	**42.940**	54.408	65.373
Народный Банк	100 миллионов долларов США [1]	2020	5,00%	**38.323**	26.939	23.316
ЕБРР	39 миллиардов тенге	2026	6M CPI + 100 базисных пунктов + 3,15%	**24.573**	20.359	15.620
ОАО «Сбербанк России»	50 миллионов долларов США	2020	COF (2,25%) + 1,50%	**13.773**	–	–
Займ от партнёров проекта «Жемчужин»а	Финансирование доли затрат в реализации контракта на недропользование	С момента начала коммерческой добычи	6M Libor + 1,00%	–	106.246	87.371
Займ от партнёров проект «Сатпаев»	Финансирование доли затрат в реализации контракта на недропользование	С момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1,50%	–	–	51.214
BNP Paribas	368 миллионов долларов США [1]	2020	COF (3,18%) + 2,00%	–	25.199	14.118
Клубный заем (Raiffeisen/BCR/ING/Unicredit)	200 миллионов долларов США	2019	3M Libor + 2,50%	–	17.684	35.697
ОАО «Сбербанк России»	400 миллионов долларов США	2024	12M Libor + 3,5%	–	–	134.039
Прочие	–	–	–	**12.773**	25.282	19.858
Итого				**1.045.780**	1.339.822	1.342.052

[1] возобновляемая кредитная линия

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

10 января 2019 года ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – «АНПЗ») разместило на Astana International Exchange (AIX) облигации индексированные к доллару США на общую сумму 56.223 миллиона тенге (эквивалентно 150 миллионам долларов США) со ставкой вознаграждения 5% годовых со сроком на 5 лет. 10 января 2019 года Самрук-Казына приобрел данные облигации за 56.223 миллиона тенге. 11 января 2019 года АНПЗ получил долгосрочный кредит от Народного Банка в размере 150 миллионов долларов США (эквивалентно 56.195 миллионам тенге), со ставкой 5% годовых для первого года (со второго года ставка составляет 5,25% годовых) и со сроком на 5 лет.

Поступления от вышеуказанных займов на общую сумму 300 миллионов долларов США (эквивалентно 113.016 миллионам тенге) были направлены на досрочное погашение основного долга по займам АНПЗ от БРК, привлеченным для финансирования стратегического инвестиционного проекта «Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов». В декабре 2019 года АНПЗ получил долгосрочный займ от БРК в размере 32.938 миллионов тенге с номинальной процентной ставкой 7,99% со сроком на 7 лет для финансирования модернизации нефтеперерабатывающего завода.

В 2019 году Группа произвела дополнительные выплаты по займам, полученным от БРК на общую сумму 77.182 миллиона тенге, и осуществила выкуп облигаций, размещенных в пользу БРК (Облигации КФБ 2009 в количестве 16 миллионов штук) на сумму 43.868 миллионов тенге, включая вознаграждение.

В 2019 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанка в размере 197 миллионов долларов США (эквивалентно 74.968 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В 2019 году KMG International N.V. произвел выплаты по краткосрочным займам, использованным для финансирования оборотного капитала, от BNP Paribas и от ряда других банков, а также частично погасил синдицированный займ на общую сумму 65 миллионов долларов США (эквивалентно 24.821 миллиону тенге), включая вознаграждение.

В мае 2019 года KMG International N.V. произвел полное досрочное погашение Клубного займа на общую сумму 47 миллионов долларов США (эквивалентно 17.739 миллионам тенге), включая вознаграждение.

В апреле 2019 года Компания произвела досрочное погашение еврооблигаций с датой погашения в 2044 году в общей сумме 31 миллион долларов США (эквивалентно 11.909 миллионам тенге на дату выплаты), включая премию, купонное вознаграждение и вознаграждение за согласие.

24 апреля 2018 года Компания завершила процесс размещения выпуска еврооблигаций в рамках текущей программы выпуска среднесрочных глобальных нот объемом 10,5 миллиардов долларов США, выпущенной Компанией и Kazmunaigaz Finance Sub B.V. (дочерняя компания) общим объемом 3,25 миллиардов долларов США. Еврооблигации были выпущены в трех сериях, в том числе: (i) 500 миллионов долларов США. со ставкой купона 4,750% и подлежащие погашению в 2025 году (эквивалентно 163.260 миллионов тенге); ii) 1.250 миллионов долларов США со ставкой купона 5,375% и подлежащие погашению в 2030 году (эквивалентно 408.150 миллионов тенге); и iii) 1.500 миллионов долларов США со ставкой купона 6,375% и подлежащие погашению в 2048 году (эквивалентно 489.780 миллионов тенге).

4 и 11 мая 2018 года Компания произвела досрочный выкуп еврооблигаций в общей сумме 3.463 миллиона долларов США (эквивалентно 1.143.982 миллиона тенге на дату выплаты), включая вознаграждение. 2 июля 2018 года Компания осуществила полный выкуп облигаций, выпущенных на ЛФБ в 2008 году на общую сумму 1.673 миллиона долларов США (эквивалентно 570.627 миллионов тенге на дату платежа), включая вознаграждение.

17 мая 2018 года в рамках кредитного соглашения КТГ получил заём от Синдиката банков в сумме 65.832 миллиона тенге (эквивалентно 200 миллионов долларов США) в целях финансирования проекта «Строительство трех компрессорных станций на магистральной линии «Бейнеу-Бозой-Шымкент» со ставкой 3M Libor + 1.35%.

В 2018 году АНПЗ получил заем от АО «Народный банк» на сумму 44.883 миллиона тенге и полностью погасил заем на сумму 43.665 миллионов тенге, включая начисленные вознаграждения. Также, в 2018 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанк в сумме 42.448 миллионов тенге.

В 2018 году ИЦА, дочерняя компания КТГ, получила краткосрочный заем от Citibank N.A. Jersey Branch в сумме 27.173 миллиона тенге (эквивалентно 85 миллионов долларов США) со ставкой 1M Libor + 2.00% годовых для целей реструктуризации выпущенных облигаций. В 2018 году ИЦА полностью погасил основной долг по данному займу в сумме 27.804 миллиона тенге (эквивалентно 85 миллионам долларов США). В 2019 году ИЦА частично погасил заем от ЕБРР на сумму 17.365 миллионов тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2018 году Компания полностью погасила заём от ОАО «Сбербанк» на общую сумму 420 миллионов долларов США (эквивалентно 152.989 миллионам тенге на дату выплаты), включая вознаграждение.

В 2018 году KMGI осуществил частичное погашение Синдицированного займа на сумму 20.017 миллионов тенге, включая начисленное вознаграждение.

В 2018 году Группа получила займы от БРК в общей сумме 15.933 миллиона тенге и осуществила погашение займов на общую сумму 80.419 миллионов тенге, включая вознаграждение. Кроме того, Группа осуществила частичное погашение облигаций, выпущенных БРК, в сумме 41.793 миллиона тенге, включая вознаграждение.

Изменения в обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Сальдо на 1 января	**4.153.238**	4.301.252	3.274.415
Получено денежными средствами	**271.772**	1.248.834	1.506.706
Погашение задолженности по аккредитиву	**–**	33.216	135.393
Вознаграждение уплаченное	**(238.354)**	(248.341)	(216.528)
Выплата основного долга	**(444.656)**	(2.069.977)	(680.202)
Начисленное вознаграждение *(Примечание 14)*	**225.093**	250.055	217.246
Капитализированное вознаграждение (*Примечание 15*)	**2.525**	21.715	26.532
Дисконт	**(7.781)**	(6.528)	(15.552)
Списание обязательств по займу *(Примечание 14)*	**(111.476)**	(53.263)	–
Вознаграждение за досрочное погашение облигаций *(Примечание 14)*	**–**	89.612	–
Пересчет валюты отчетности	**(10.953)**	385.144	70.415
Курсовая разница	**(7.366)**	189.251	(13.492)
Прочее	**5.462**	12.268	(3.681)
Сальдо на 31 декабря	**3.837.504**	4.153.238	4.301.252
Текущая часть	**253.428**	330.590	884.140
Долгосрочная часть	**3.584.076**	3.822.648	3.417.112

Ковенанты

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. Неисполнение финансовых показателей дает кредиторам право требования досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 года Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

В 2018 и 2017 году согласно документации по выпуску международных облигаций Группа имела ограничение в части принятия долговых обязательств. Так прирост долга ограничен необходимостью соблюдения финансового коэффициента, который определяется как соотношение консолидированной чистой задолженности к совокупной сумме консолидированной прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA) с пороговым значением равным 3,5. По состоянию 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов Группа соблюдает данное ограничительное условие. В 2019 году Компания получила согласие держателей Еврооблигаций, в результате которого пакет ковенантов был пересмотрен. Так, ограничение исключено из условий публичного долга КМГ.

Хеджирование чистых инвестиций в дочерние организации с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2019 года некоторые займы, выраженные в долларах США были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в дочерние организации с иностранной функциональной валютой. Эти займы используются для хеджирования подверженности Группы валютному риску доллара США по этим инвестициям. В 2019 году доход по курсовой разнице от пересчёта данных займов в сумме 10.332 миллиона тенге (2018: убытки в сумме 364.168 миллионов тенге, 2017 год: доходы в сумме 67.151 миллион тенге) были реклассифицированы в состав прочего совокупного дохода и были зачтены против дохода или убытка от пересчёта зарубежных подразделений.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. ЗАЙМЫ (продолжение)

Хеджирование чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой (продолжение)

Между объектом хеджирования и инструментом хеджирования существует экономическая взаимосвязь, поскольку чистая инвестиция создает валютный риск, связанный с пересчетом активов и обязательств дочерних организаций в другую валюту, который совпадает с валютным риском по кредиту в долларах США. Группа установила коэффициент хеджирования 1:1, поскольку базовый риск инструмента хеджирования идентичен компоненту хеджируемого риска. Неэффективность хеджирования возникнет, когда сумма инвестиций в зарубежную дочернюю компанию станет меньше, чем сумма заимствований с фиксированной ставкой.

26. РЕЗЕРВЫ

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2016 года	91.544	47.402	48.047	24.361	32.378	34.253	277.985
Пересчет валюты отчетности	10	(52)	15	–	3.807	(1)	3.779
Изменение в оценке	(1.248)	(458)	–	(70)	–	62	(1.714)
Увеличение на сумму дисконта	8.333	1.609	–	–	3.040	68	13.050
Резерв за год	3.488	10.902	7.305	–	4.214	12.946	38.855
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	–	(33)	–	–	–	(58)	(91)
Восстановление	(678)	–	(16.528)	–	–	(5.457)	(22.663)
Использование резерва	(903)	(1.164)	(11.162)	–	(3.091)	(10.294)	(26.614)
Резерв на 31 декабря 2017 года	100.546	58.206	27.677	24.291	40.348	31.519	282.587
Пересчет валюты отчетности	1.930	5.491	10	1	41	2.097	9.570
Изменение в оценке	4.657	344	–	3.791	–	(85)	8.707
Увеличение на сумму дисконта	9.232	2.291	–	–	3.204	133	14.860
Резерв за год	654	–	18.445	–	7.374	45.173	71.646
Восстановление	(133)	(43)	(24.903)	–	–	(6.410)	(31.489)
Использование резерва	(650)	(3.319)	(895)	–	(3.488)	(19.219)	(27.571)
Переводы и реклассификации	–	8	–	–	–	(50)	(42)
Резерв на 31 декабря 2018 года	116.236	62.978	20.334	28.083	47.479	53.158	328.268
Пересчет валюты отчетности	**(83)**	**(167)**	**(13)**	**(118)**	**–**	**69**	**(312)**
Изменение в оценке	**25.990**	**(7)**	–	–	–	**50**	**26.033**
Увеличение на сумму дисконта	**10.005**	**3.670**	–	–	**3.559**	**144**	**17.378**
Резерв за год	**4.618**	**2.888**	**4.393**	–	**11.568**	**40.473**	**63.940**
Восстановление	**(208)**	**(4.490)**	**(5.865)**	–	–	**(18.116)**	**(28.679)**
Использование резерва	**(2.164)**	**(4.526)**	**(1.147)**	–	**(3.547)**	**(16.677)**	**(28.061)**
Переводы и реклассификации	–	–	**482**	–	–	**(1.922)**	**(1.440)**
Резерв на 31 декабря 2019 года	**154.394**	**60.346**	**18.184**	**27.965**	**59.059**	**57.179**	**377.127**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Резерв по транспортировке газа относится к обязательствам Группы по возмещению убытков PetroChina. В соответствии с соглашением о займе газа у Группы существуют обязательства перед PetroChina по возмещению расходов и убытков, понесенных PetroChina в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата. Подробное описание существенных резервов, включая существенные оценки и использованные суждения, включено в *Примечание 4*.

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательство по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2019 года							
Текущая часть	805	7.728	18.184	27.965	6.425	42.431	103.538
Долгосрочная часть	153.589	52.618	–	–	52.634	14.748	273.589
Резерв на 31 декабря 2019 года	154.394	60.346	18.184	27.965	59.059	57.179	377.127
На 31 декабря 2018 года							
Текущая часть	1.994	6.103	20.334	28.083	2.830	39.127	98.471
Долгосрочная часть	114.242	56.875	–	–	44.649	14.031	229.797
Резерв на 31 декабря 2018 года	116.236	62.978	20.334	28.083	47.479	53.158	328.268
На 31 декабря 2017 года							
Текущая часть	1.543	5.922	27.677	24.291	2.689	16.690	78.812
Долгосрочная часть	99.003	52.284	–	–	37.659	14.829	203.775
Резерв на 31 декабря 2017 года	100.546	58.206	27.677	24.291	40.348	31.519	282.587

27. ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2016 году Группа заключила долгосрочное соглашение о поставках нефти и сжиженного нефтяного газа («СУГ»), предусматривающее предоплату. Эти предоплаты за нефть представляют собой обязательства по договору и были учтены в соответствии с МСФО 15. Соглашение предусматривало расчет цен со ссылкой на рыночные котировки, а предоплаты были рассчитаны путем физических поставок нефти и сжиженного нефтяного газа. Общий минимальный объем поставки составляет приблизительно 38,4 миллиона тонн сырой нефти и 1,25 миллионов тонн сжиженного нефтяного газа в период с даты контракта до июня и августа 2021 года.

Группа начислила проценты на 19.541 миллион тенге (2018 г. 35.868 миллионов тенге, 2017 г. 26.473 миллиона тенге) с процентной ставкой Libor + 1,85% (*Примечание 14*).

Группа полностью рассчиталась по предоплате путем доставки нефти 29 ноября 2019 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

28. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В миллионах тенге	**2019**	2018* (реклассифицировано)	2017* (реклассифицировано)
Контрактные обязательства	**184.362**	106.385	87.917
Задолженность перед сотрудниками	**51.613**	51.362	60.546
Финансовые гарантии	**5.866**	1.831	1.171
Задолженность по дивидендам	**354**	1.750	1.852
Прочие	**60.821**	74.835	50.454
Итого прочих текущих обязательств	**303.016**	236.163	201.940
Торговая кредиторская задолженность	**667.861**	632.739	513.851

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
В тенге	**328.538**	260.094	218.849
В долларах США	**280.742**	301.784	240.165
В румынских леях	**42.740**	45.125	42.582
В евро	**3.196**	7.188	2.789
В иной валюте	**12.645**	18.548	9.466
Итого	**667.861**	632.739	513.851

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

29. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**29.586**	33.184	27.365
Налог на добычу полезных ископаемых	**19.037**	28.039	26.161
НДС	**19.376**	19.117	19.448
Индивидуальный Подоходный налог	**6.135**	6.603	6.581
Социальный налог	**4.639**	4.197	5.620
Акцизы	**2.163**	2.885	2.888
Налог у источника выплаты за нерезидента	**1.873**	2.868	4.545
Прочие	**3.857**	8.133	8.590
	86.666	105.026	101.198

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2019 года в сумме 54.517 миллионов тенге (в 2018 году: 53.143 миллиона тенге, в 2017 году: 36.135 миллионов тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2019 года в сумме 13.011 миллионов тенге (в 2018 году: 13.272 миллиона тенге, в 2017 году: 10.081 миллион тенге) представляет собой в основном налог на сверхприбыль и корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Текущий подоходный налог:			
Корпоративный подоходный налог	146.658	160.011	112.227
Налог на сверхприбыль	11.291	(1.128)	5.137
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	12.893	25.517	21.967
Отсроченный подоходный налог:			
Корпоративный подоходный налог	(1.999)	10.093	22.394
Налог на сверхприбыль	(4.904)	(7.850)	(1.275)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов	62.241	92.617	29.835
Расходы по подоходному налогу	226.180	279.260	190.285

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций. совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2019 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, казахстанский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2017 – 2019 гг.). к расходам по подоходному налогу. представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	**1.384.631**	969.318	719.399
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	**6**	3.493	(3.405)
Ставка подоходного налога	**20%**	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	**276.927**	194.562	143.199
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	**(103.138)**	(73.593)	(39.493)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	**36.913**	61.618	41.106
Налог на сверхприбыль	**6.387**	(8.978)	3.861
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	**13.047**	13.149	3.234
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	**(3.956)**	92.542	38.640
	226.180	279.300	190.547
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к продолжающейся деятельности	**226.180**	279.260	190.285
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности	**–**	40	262
	226.180	279.300	190.547

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчетные даты, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

В миллионах тенге	**2019 Корпоративный подоходный налог**	**2019 Налог на сверхприбыль**	**2019 Налог у источника**	**2019 Итого**	2018 Корпоративный подоходный налог	2018 Налог на сверхприбыль	2018 Налог у источника	2018 Итого	2017 Корпоративный подоходный налог	2017 Налог на сверхприбыль	2017 Налог у источника	2017 Итого
Активы по отсроченному налогу												
Основные средства	**34.880**	**–**	**–**	**34.880**	36.803	(1.916)	–	34.887	53.100	(2.214)	–	50.886
Перенесенные налоговые убытки	**556.446**	**–**	**–**	**556.446**	574.356	–	–	574.356	462.368	–	–	462.368
Начисленные обязательства в отношении работников	**5.182**	**82**	**–**	**5.264**	6.732	–	–	6.732	7.017	233	–	7.250
Обесценение финансовых активов	**11**	**–**	**–**	**11**	8	–	–	8	4	–	–	4
Обязательство за загрязнение окружающей среды	**4.572**	**256**	**–**	**4.828**	4.445	–	–	4.445	4.249	217	–	4.466
Прочие	**51.985**	**3.893**	**–**	**55.878**	51.583	–	–	51.583	40.470	1.345	–	41.815
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	**(532.114)**	**–**	**–**	**(532.114)**	(536.070)	–	–	(536.070)	(443.528)	–	–	(443.528)
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	**(50.721)**	**(758)**	**–**	**(51.479)**	(38.060)	–	–	(38.060)	(24.580)	–	–	(24.580)
Активы по отсроченному налогу	**70.241**	**3.473**	**–**	**73.714**	99.797	(1.916)	–	97.881	99.100	(419)	–	98.681
Обязательства по отсроченному налогу												
Основные средства	**191.989**	**7.608**	**–**	**199.597**	208.108	6.365	–	214.473	153.438	15.712	–	169.150
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	**–**	**–**	**356.581**	**356.581**	–	–	295.580	295.580	–	–	202.963	202.963
Прочее	**4.763**	**–**	**–**	**4.763**	7.605	–	–	7.605	33.205	–	–	33.205
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	**(50.721)**	**(758)**	**–**	**(51.479)**	(38.060)	–	–	(38.060)	(24.580)	–	–	(24.580)
Обязательства по отсроченному налогу	**146.031**	**6.850**	**356.581**	**509.462**	177.653	6.365	295.580	479.598	162.063	15.712	202.963	380.738
Чистые обязательства по отсроченному налогу	**75.790**	**3.377**	**356.581**	**435.748**	77.856	8.281	295.580	381.717	62.963	16.131	202.963	282.057

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2019 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 532.114 миллионов тенге (в 2018 году: 536.070 миллионов тенге, в 2017 году: 443.528 миллионов тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 года истекают в течение десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В миллионах тенге	**2019 Корпоративный подоходный налог**	**2019 Налог на сверхприбыль**	**2019 Налог у источника**	**2019 Итого**	2018 Корпоративный подоходный налог	2018 Налог на сверхприбыль	2018 Налог у источника	2018 Итого	2017 Корпоративный подоходный налог	2017 Налог на сверхприбыль	2017 Налог у источника	2017 Итого
Сальдо отложенного обязательства на 1 января, нетто	**77.856**	**8.281**	**295.580**	**381.717**	62.963	16.131	202.963	282.057	40.547	17.407	173.127	231.081
Пересчет валюты отчетности	**1.112**	**–**	**(1.240)**	**(128)**	**4.714**	**–**	**–**	**4.714**	(120)	(1)	1	(120)
Отражено в составе прибыли или убытка	**(1.999)**	**(4.904)**	**62.241**	**55.338**	10.093	(7.850)	92.617	94.860	22.394	(1.275)	29.835	50.954
Отражено в составе прочего совокупного дохода	**(1.179)**	**–**	**–**	**(1.179)**	86	–	–	86	142	–	–	142
Сальдо отложенного обязательства на 31 декабря	**75.790**	**3.377**	**356.581**	**435.748**	77.856	8.281	295.580	381.717	62.963	16.131	202.963	282.057

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Условия сделок со связанными сторонами

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон. Непогашенные остатки на конец года в основном необеспеченные и беспроцентные, а расчеты производятся наличными, за исключением данных, указанных ниже. Группа признает резервы на ожидаемые кредитные убытки по задолженности от связанных сторон.

Остатки по расчётам

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов:

В миллионах тенге		Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2019**	**327.597**	**6.168**	**–**	**52.843**
	2018	268.396	3.656	52	–
	2017	289.084	1.703	54	–
Ассоциированные компании	**2019**	**56.331**	**3.814**	**–**	**–**
	2018	116.670	2.089	–	–
	2017	154.954	3.748	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2019**	**6.381**	**712**	**192.548**	**269.335**
	2018	157	8.813	–	455.540
	2017	–	8.753	2.676	489.949
Совместные предприятия	**2019**	**519.351**	**217.027**	**–**	**–**
	2018	508.260	174.042	–	–
	2017	556.564	194.182	–	–

Задолженность связанных сторон

Компании, входящие в Самрук-Казына

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность организаций Самрук-Казына в основном представлена финансовой помощью, предоставленной Самрук-Казына, на сумму 307.568 миллионов тенге и облигациями на 16.241 миллион тенге (2018 год: 244.878 миллионов тенге и 15.315 миллионов тенге, 2017 год: 259.835 миллионов тенге и 18.342 миллиона тенге) (*Примечание 24*).

Ассоциированные компании

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность ассоциированных компаний в основном была представлена займом КТК от "Казахстан Пайплайн Венчурс» (KPV) в размере 8.691 миллион тенге (2018 год: 20.682 миллион тенге, 2017 год: 27.402 миллиона тенге) и «Казахстанским Векселем» на сумму 38.670 миллионов тенге (2018 год: 89.018 миллионов тенге, 2017 год: 121.510 миллионов тенге). «Казахстанский Вексель» — это субординированный долг, выданный КТК Правительству в обмен на казахстанские трубопроводные активы, переданные в КТК 16 мая 1997 года. В 2015 году Правительство внесло в уставный капитал Компании данное право требований выплат по «Казахстанскому Векселю».

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Задолженность связанных сторон (продолжение)

Совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2019 года средства, предоставленные совместными предприятиями, в основном были представлены займом, предоставленным газопроводам Бейнеу-Шымкент, в размере 202.669 миллионов тенге (2018: 226.319 миллионов тенге, 2017 год: 207,557 миллионов тенге), ПКОП – 110.172 миллиона тенге (2018: 133.531 миллион тенге, 2017 год.: 133.676 миллионов тенге), UGL – 48.752 миллиона тенге (2018 год: 37.669 миллионов тенге, 2017 год: 28.049 миллионов тенге) и авансы, уплаченные ТШО, на сумму 92.435 миллионов тенге (2018 год: 56.753 миллиона тенге, 2017 год: 52.539 миллионов тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и сжиженного газа (*Примечание 27*).

Задолженность связанным сторонам

Совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность связанным сторонам в основном была представлена кредиторской задолженностью Трубопроводам Бейнеу-Шымкент на сумму 95.908 миллионов тенге (2018 год: 39.429 миллионов тенге, 2017 год: 55.131 миллион тенге) и ТОО «Азиатский газопровод» за транспортировку газа на 39.323 миллиона тенге. (2018 год: 23.596 миллионов тенге, 2017 год: 27.143 миллиона тенге) и кредиторской задолженностью за закупки газа у «КазРосГаз» на сумму 30.477 миллионов тенге (2018: 50.845 миллионов тенге, 2017: 25.395 миллионов тенге).

Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2019 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном связаны с тем, что Компания разместила депозит на 500 миллионов долларов США (эквивалент 192.547 миллионов тенге) по рыночной ставке.

Задолженность по займам связанным сторонам

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2019 года займы, подлежащие выплате связанным сторонам представлены займами, полученными от БРК в пользу АНПЗ, ПНХЗ и КТГ, на общую сумму 269.335 миллионов тенге (займы и облигации, подлежащие выплате в БРК 2018: 455.540 миллионов тенге, 2017: 483.749 миллионов тенге) (Примечание 25).

Выплаты по займам, предоставленным связанным сторонам

В 2019 году Группа получила выплаты от погашения основного долга и процентов по займу, выданному ПКОП, на сумму 29.949 миллионов тенге (2018 год: 28.110 миллионов тенге, в 2017 году: 7.392 миллиона тенге), займу выданному КТК на сумму 12.656 миллионов тенге (2018 год: 11.609 миллионов тенге, 2017 год: 9.077 миллионов тенге), займу выданному Трубопроводам Бейнеу-Шымкент на сумму 31.998 миллионов тенге (2018 год: 12.775 миллионов тенге, 2017 год: ноль) и выплаты от погашения процентов по «Казахстанскому Векселю» на сумму 47.663 миллиона тенге (2018 год: 44.822 миллиона тенге, 2017: 35.143 миллиона тенге).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Обороты по операциям

В следующей таблице приводятся общие суммы по транзакциям, которые были заключены со связанными сторонами в течение 2019, 2018 и 2017 годов:

В миллионах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	**2019**	**42.250**	**20.030**	**24.054**	**2.841**
	2018	63.951	25.372	23.370	–
	2017	66.161	29.897	28.365	–
Ассоциированные компании	**2019**	**19.565**	**40.930**	**8.892**	**–**
	2018	23.150	22.529	9.800	–
	2017	9.598	38.648	10.414	–
Прочие контролируемые государством стороны	**2019**	**7.149**	**3.540**	**1.300**	**20.728**
	2018	157	48.882	–	29.748
	2017	–	2.942	–	25.694
Совместные предприятия	**2019**	**307.075**	**1.511.600**	**43.324**	**11.183**
	2018	321.806	1.487.044	27.264	3.258
	2017	318.155	1.000.164	25.869	10.769

Продажи связанным сторонам

Совместные предприятия

В 2019 году продажи совместным предприятиям были представлены в основном транспортно-грузовым обслуживанием, предоставленным ТШО на 64.246 миллионов тенге (2018: 43.896 миллионов тенге, 2017: 44.225 миллионов тенге), транспортировкой и обслуживанием нефти, предоставленной МангистауМунайГазу на 59.235 миллионов тенге (2018: 56.927 миллионов тенге, 2017 г. 55.615 миллионов тенге) на 79.281 миллионов тенге (2018 г. 70.255 миллионов тенге, 2017 г .: 66.949 миллионов тенге, соответственно) соответственно.

Покупки у связанных сторон

Совместные предприятия

В 2019 году покупки у совместных предприятий в основном были связаны с покупками сырой нефти и сжиженного нефтяного газа у ТШО для исполнения контракта с заказчиком на поставку нефти (*Примечание 27*) на 1.131.890 миллионов тенге (2018: 1.132.908 миллионов тенге, 2017: 819.258 миллионов тенге).

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения (Совет Директоров и Правления компаний Группы), включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 11.399 миллионов тенге, 8.999 миллионов тенге и 9.022 миллиона тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премий, основанных на операционных результатах.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, финансовые гарантии, денежные средства и банковские вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанная с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США или/и нефинансовых активов и финансовых обязательств. В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в денежных потоков денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их несущественности для консолидированных результатов деятельности Группы.

В миллионах тенге	Увеличение / (уменьшение) в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налогообложения
2019	**+12%**	**(291.448)**
	-9%	**218.586**
2018	+14%	(260.693)
	-10%	186.209
2017	+10%	(96.953)
	-10%	96.953

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой. Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В миллионах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого-обложения
2019 год	**+0,35**	**(2.419)**
ЛИБОР	**-0,35**	**2.419**
2018 год	+0,50	(5.618)
ЛИБОР	-0,15	1.685
2017 год		
ЛИБОР	+0,70	(6.776)
	-0,08	763

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 14*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, торговую дебиторскую задолженность, займы и векселя к получению, и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (*Примечания 23 и 18*) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's».

В миллионах тенге

Банки	Местоположение	Рейтинг[2] 2019	Рейтинг[2] 2018	Рейтинг[2] 2017	2019	2018	2017
Народный Банк	Казахстан	**BB (стабильный)**	BB (стабильный)	BB (стабильный)	**566.642**	666.844	622.931
Rabobank	Нидерланды	**A+ (стабильный)**	A+ (позитивный)	A+ (позитивный)	**210.252**	70.462	81.923
Национальный Банк РК	Казахстан	**BBB- (стабильный)**	-	-	**192.548**	–	–
Credit Agricole Corporate	Великобритания	**A+ (стабильный)**	A+ (стабильный)	A+ (позитивный)	**86.993**	123.199	–
Mizuho Bank Ltd	Великобритания	**A (позитивный)**	A (стабильный)	A (стабильный)	**61.014**	149.381	373.030
Deutsche Bank	Нидерланды	**BBB+ (стабильный)**	BBB+ (стабильный)	A- (негативный)	**55.880**	124.145	88.991
Citibank	Казахстан	**A+(стабильный)**	A+(стабильный)	A+(стабильный)	**44.080**	7.031	2.032
MUFG Bank (Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ)	Великобритания	**A (позитивный)**	A (позитивный)	A (стабильный)	**33.998**	218.600	464.530
ING Bank	Нидерланды	**A+(стабильный)**	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	**10.331**	23.690	170.385
HSBC	Великобритания	**AA- (негативный)**	AA- (стабильный)	AA- (стабильный)	**2.991**	2.450	113.090
Societe Generale	Швейцария	**A (позитивный)**	A (позитивный)	A (стабильный)	**52**	189	164.779
Societe Generale	Великобритания	–	A (позитивный)	A (стабильный)	–	149.326	314.734
Citibank	Объединенные Арабские Эмираты	–	A+(стабильный)	A+(стабильный)	–	149.293	50.034
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Великобритания	–	A (позитивный)	A (позитивный)	–	149.290	–
BNP Paribas	Великобритания	–	A (позитивный)	BB+ (стабильный)	–	22	162.829
Казкоммерцбанк	Казахстан	–	–	B+ (негативный)	–	2	78.657
Прочие банки					**190.560**	134.167	256.284
					1.455.341	1.968.091	2.944.229

Постоянная поддержка со стороны государственных органов Республики Казахстан является ключевым допущением в выводах руководства о том, что не требуется создание резервов под ожидаемые кредитные убытки. и основывается на анализе руководством всей имеющейся информации на дату утверждения консолидированной финансовой отчетности.

[2] Источник: Интерфакс – Казахстан. Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В миллионах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
На 31 декабря 2019 года						
Займы*	68.135	15.905	325.822	1.750.799	4.358.675	6.519.336
Торговая кредиторская задолженность	255.550	368.492	43.819	–	–	667.861
Финансовые гарантии**	–	22.082	65.337	318.978	626	407.023
Задолженность по аренде	4.922	204	5.795	26.026	10.419	47.366
Прочие финансовые обязательства	13.249	8.391	8.570	8.207	1.901	40.318
	341.856	415.074	449.343	2.104.010	4.371.621	7.681.904
На 31 декабря 2018 года						
Займы*	121.164	49.988	335.828	1.837.612	4.624.005	6.968.597
Торговая кредиторская задолженность	269.538	352.008	11.193	–	–	632.739
Финансовые гарантии**	–	4.205	11.655	168.548	183.076	367.484
Задолженность по аренде	1.157	194	1.530	6.866	35	9.782
Прочие финансовые обязательства	11.012	14.530	17.772	–	–	43.314
	402.871	420.925	377.978	2.013.026	4.807.116	8.021.916
На 31 декабря 2017 года						
Займы*	78.839	51.491	942.639	2.218.917	2.649.616	5.941.502
Торговая кредиторская задолженность	249.845	177.151	86.855	–	–	513.851
Финансовые гарантии**	–	4.488	13.465	105.156	190.656	313.765
Задолженность по аренде	176	101	1.641	5.597	142	7.657
Прочие финансовые обязательства	5.260	20.201	4.183	–	–	29.644
	334.120	253.432	1.048.783	2.329.670	2.840.414	6.806.419

* Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании *(Примечание 25)*, в виду неопределенности наступления сроков погашения.

** Группа включает финансовые гарантии в таблицу ликвидности, однако, денежных оттоки по финансовым гарантиям зависят от определённых событий. Финансовая гарантия – это договор, согласно которому эмитент обязан произвести определенные выплаты с целью возмещения держателю инструмента убытка, понесенного им в связи с тем, что определенный должник не в состоянии совершить платеж в установленный срок в соответствии с первоначальными или пересмотренными условиями долгового инструмента. В 2017, 2018 и 2019 годах не было случаев использования финансовых гарантий.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация акционерной стоимости. Группа управляет своим капиталом, для того чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала.

Компания стремится составить структуру капитала для осуществления плана капитальных инвестиций и поддерживать кредитный рейтинг инвестиционного уровня в течение всего цикла. Поддержание финансовой гибкости является стратегически важным чтобы противостоять цикличности индустрии и для осуществления органических и неорганических инвестиционных решений. Компания имеет расширенный внутренний процесс согласования капитальных затрат, новых проектов и получения займов.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы (*Примечание 25*), минус денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные банковские депозиты и капитал, включающий выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль (*Примечание 24*).

Руководство Группы регулярно осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. Для достижения данной цели управление капиталом, среди прочего, должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным кредитам и займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. В текущем году по состоянию на 31 декабря 2017, 2018 и 2019 договорные условия по процентным кредитам и займам не нарушались (*Примечание 25*).

В тысячах тенге	2019	2018	2017
Займы	3.837.504	4.153.238	4.301.252
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1.423.956	1.925.912	2.902.928
Чистая задолженность	2.413.548	2.227.326	1.398.324
Капитал	8.196.656	7.143.069	6.783.605
Капитал и чистая задолженность	10.610.204	9.370.395	8.181.929

Стратегия, цели, политика и процедуры управления капиталом в течение периодов, закончившихся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., не изменялись.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости

Балансовая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости Группы по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов приблизительно равна их справедливой стоимости. за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	2019					2018					2017				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки			Текущая стоимость	Справедливая стоимость		Справедливая стоимость по уровням оценки		Текущая стоимость	Справедливая стоимость		Справедливая стоимость по уровням оценки	
В миллионах тенге			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Облигации к получению от Самрук-Казына	16.241	18.835	–	18.835	–	15.315	20.444	–	20.444	–	18.342	21.807	–	21.807	–
Займы, выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, и аренда к получению от совместных предприятий	510.002	506.868	–	304.422	202.446	491.955	484.657	–	245.278	239.379	785.593	791.667	–	264.078	527.589
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	3.146.477	3.576.082	3.172.400	403.682	–	3.029.688	2.972.627	2.726.332	246.295	–	3.137.182	3.230.352	2.996.478	233.874	–
Займы с плавающей ставкой вознаграждения стороне	691.027	714.271	–	714.271	–	1.123.550	1.153.454	–	1.153.454	–	1.164.070	1.186.192	–	1.186.192	–

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости (продолжение)

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и прочие долговые инструменты были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам. Все финансовые инструменты, в отношении которых справедливая стоимость признается или раскрывается, классифицируются в иерархии справедливой стоимости на основе данных самого низкого уровня, которые являются значимыми для оценки справедливой стоимости в целом, следующим образом:

Уровень 1 – котируемые (нескорректированные) рыночные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств;

Уровень 2 – методы оценки, для которых прямо или косвенно наблюдаются исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости;

Уровень 3 – методы оценки, для которых исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости, не наблюдаются.

В течение отчетного периода не было никаких переводов между Уровнем 1 и Уровнем 2, а также не осуществлялось перемещений в Уровень 3 или из него по оценке справедливой стоимости.

Для активов и обязательств, которые признаются по справедливой стоимости на постоянной основе, Группа определяет, произошли ли переводы между уровнями в иерархии, путем переоценки по категориям (на основе входных данных самого низкого уровня, которые важны для оценки справедливой стоимости в целом) в конце каждого отчетного периода. В течение года не было никаких изменений в процессах оценки Группы, методах оценки и типах исходных данных, используемых при оценке справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения		
			2019	2018	2017
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Разведка и добыча	Казахстан	**99,70%**	99,50%	63,01%
ТОО «КазМунайТениз» («КМТ»)	Разведка и добыча	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
ТОО "КМГ Карачаганак"	Разведка и добыча	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл»	Транспортировка нефти	Казахстан	**90,00%**	90,00%	90,00%
ТОО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
АО «КазТрансГаз» («КТГ»)	Транспортировка газа	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
Cooperative KazMunayGas PKI U.A.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	**100,00%**	100,00%	100,00%
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»	Переработка	Казахстан	**99,53%**	99,53%	99,53%
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»	Переработка	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
KMG International N.V.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	**100,00%**	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз Онимдери»	Реализация нефтепродуктов	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (КМГС)	Сервисные проекты	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%
ТОО «KMG Drilling&Services»	Услуги по бурению	Казахстан	**100,00%**	100,00%	100,00%

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Операционная среда

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном сырой нефти и нефтепродуктов. Исторические, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая подходов к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов весьма сурова. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2019 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2019 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки.

Закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют небольшой опыт применения. Более того, Закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки.

В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2019 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2018 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Экологическая проверка АО «ЭмбаМунайГаз» (Эмбамунайгаз)

С 2018 года на дочернем предприятии Группы, Эмбамунайгаз, проводились три экологических проверок за период с ноября 2017 года по декабрь 2018 года. В течении 2018 года Эмбамунайгаз начислил 34.213 миллионов тенге и выплатил 8.143 миллиона тенге. В результате, резерв по состоянию на 31 декабря 2018 года составил 26.070 миллионов тенге в консолидированной финансовой отчетности за 2018 год.

В течение 2019 года с целью избежание штрафов за несвоевременную уплату Эмбамунайгаз выплатил 6.472 миллионов тенге. Также, в 2019 году суд постановил уменьшить общую сумму уплаченного штрафа, соответственно, Эмбамунайгаз отвернул 25.433 миллиона тенге, чистыми, и подал на возврат ранее уплаченных провизий в размере 10.420 миллионов тенге, признанных как предоплата по прочим налогам. В результате, резерв по состоянию на 31 декабря 2019 года составил 4.585 миллионов тенге в консолидированной финансовой отчетности за 2019 год.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Судебные разбирательства

ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP"

KMG D&S, дочерняя организация Группы, вовлечена в арбитражное разбирательство с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP" (далее - "Консорциум" или «Истец») по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) от 5 июля 2012 года с суммой иска в 192 миллиона долларов США (эквивалентно 73.501 миллиона тенге). Данное арбитражное разбирательство находится на рассмотрении Лондонского международного арбитражного суда (LCIA).

Материальные требования Истца состояли из:

- компенсации, связанной с увеличением стоимости Договора (недостатки проектной документации и изменения конструктивного решения) на сумму 140.118 тысяч долларов США (эквивалентно 53.833 миллиона тенге);

- неустойки в размере 1.383 тысячи долларов США (эквивалентно 531 миллиона тенге);

- суммы требования в части валютной корректировки в размере 50.613 тысяч долларов США (эквивалентно 19.446 миллиона тенге).

При этом следует отметить, что Истцы указывали на возможное изменение данной суммы на дату выплаты претензии.

11 апреля 2018 года после переговоров Консорциум сократил первоначальную сумму иска до 140 миллионов долларов (эквивалентно 54.3 миллиардам тенге). В виду существовавшей неопределенности по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов Группа не признавала никаких резервов в отношении данного иска. В течение 2019 года Группа направила ноту в LCIA о прекращении иска в связи с решением сторон разрешить диспут путем мирного соглашения.

По состоянию на 31 декабря 2019 года в соответствии с мнением юридического консультанта и существующей международной практикой Группа начислила резерв в размере 90.000 тысяч долларов США (эквивалент 34.132 миллиона тенге по курсу обмена на 31 декабря 2019 года) в общих и административных расходах (*Примечание 12*) в консолидированном отчете о совокупном доходе. На момент выпуска консолидированной финансовой отчетности переговоры с Консорциумом не были завершены.

Гражданское разбирательство (*KMG I*)

В соответствии с постановлением от 22 апреля 2016 года Прокуратура Румынии (далее – Постановление) совместно с Департаментом по борьбе с организованной преступностью и терроризмом (DIICOT) было проведено расследование в отношении 26 физических лиц (14 из которых являлись бывшими работниками KMG I).

22 июля 2016 года Компания и KMG I направили властям Румынии уведомление об урегулировании инвестиционного спора в рамках Соглашения между Правительством Румынии и Правительством Республики Казахстан, Соглашения между Правительством Королевства Нидерландов и Правительством Румынии и Договора Энергетической Хартии. По результатам переговоров, в феврале 2013 года между Правительством Румынии и KMGI был подписан Меморандум о взаимопонимании.

5 декабря 2019 года Прокуратурой Румынии принято постановление о прекращении уголовного дела в связи с истечением срока исковой давности. Этим же постановлением были сняты все аресты на активы Rompetrol Rafinare S.A., наложенные в 2016 году, за исключением ряда производственных установок НПЗ «Петромидия» для обеспечения суммы потенциальных требований в размере 106,5 миллионов долларов США.

27 декабря 2019 года KMG I оспорила постановление и требует, чтобы дело было прекращено по существу, но срок исковой давности истек.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Гражданское разбирательство (*KMG I*) (продолжение)

На указанное постановление Прокуратуры Румынии была подана жалоба от 3-истцов:1) Приватизационного агентства Румынии в части ненадлежащего исполнения KMG I пост-приватизационных требований по обязательствам НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» в 2013-2014 гг. на сумму в размере 30 миллионов долларов США; 2) Faber Invest & Trade Inc., в части оспаривания ряда решений KMG I в качестве акционера Rompetrol Rafinare S.A. в тот период на сумму 55 миллионов долларов США в рамках уголовного и гражданского дела; 3) г-на Stephenson George Philip, являвшимся бывшим директором KMGI, в рамках уголовного и гражданского дела. На момент подготовки консолидированной финансовой отчетности Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, информация о результатах обжалования по обращениям вышеуказанных истцов не была предоставлена.

Споры в отношении калькуляции пропорции раздела Прибыльного нефтегазового сырья с Республикой Казахстан (ТОО «КМГ Карачаганак»)

Согласно Карачаганакскому Окончательному Соглашению о разделе продукции (ОСРП) раздел прибыльной продукции Карачаганакского проекта регулируется механизмом Индекса объективности. Во втором квартале 2014 года экономика Карачаганкского проекта достигла такого уровня, когда «сработал» триггер по Индексу объективности и пропорция по разделу доли прибыльной продукции (profit oil) изменилась в пользу Республики Казахстан.

Вместе с тем, с 20 августа 2014 года и по настоящее время Министерство экономики РК ежеквартально уведомляет Подрядные компании – участников ОСРП (Подрядные компании) о несогласии в отношении представленной калькуляции пропорции раздела Прибыльного нефтегазового сырья.

30 декабря 2016 года между Республикой Казахстан и Подрядными компаниями был заключен юридически необязывающий Меморандум о взаимопонимании.

29 сентября 2017 года Полномочный орган в лице ТОО «PSA» направил Арбитражный иск на имя Подрядных компаний Карачаганакского проекта (за исключением ТОО «КМГ Карачаганак») по вопросу ненадлежащего расчета Индекса объективности. ТОО «КМГ Карачаганак» (КМГ Карачаганак) не был вовлечен в процесс ведения арбитражного разбирательства ввиду наличия конфликта интересов.

1 октября 2018 года Стороны заключили юридически необязывающее Соглашение о Принципах (СоП). 17 июня 2019 года Министерство энергетики РК направило письмо Подрядным компаниям о том, что урегулирование на условиях СоП не является приемлемым. Также Министерство энергетики РК сообщило, что открыто для нового согласованного решения, основанного на применении откорректированного механизма Индекса объективности.

В сентябре 2019 года были проведены слушания позиций Сторон в Арбитраже (г. Париж), окончательное принятие решения по данном спору ожидается в 2020 году.

В настоящее время между Республикой Казахстан и Подрядными компаниями ведутся переговоры по заключению юридически обязывающего Соглашения об урегулировании (СоУ).

КМГ Карачаганак совместно с КМГ и компетентным органом, представленным ТОО PSA, подготовили комментарии к проекту СоУ между Подрядными компаниями и Республикой Казахстан, касающиеся исключения КМГ Карачаганак от участия в выплате компенсации. По мнению руководства Группы, весьма вероятно, что КМГ Карачаганак будет исключена из участия в выплате компенсации. Соответственно, в данной консолидированной финансовой отчетности не было предусмотрено никаких резервов в соответствии с положениями СоУ.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Проверки возмещаемых затрат

В соответствии с основными принципами соглашение о разделе продукции («СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещения затрат, проведенных до 31 декабря 2019 года, определенные затраты классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря. 2018 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 402.474 миллиона тенге (2018 год: 382.594 миллиона тенге, 2017 год: 242.915 миллионов тенге). Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребности внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы. В 2019 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 6.223.752 тонн сырой нефти (в 2018 году: 6.224.344 тонн, в 2017 году: 5.407.526 тонн), включая совместные предприятия на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2020	212.288	42.733
2021	10.829	3.693
2022	9.389	3.410
2023-2048	8.697	25.762
Итого	241.203	75.598

Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2019 года обязательства Группы по договорам поставки нефти составили 12,8 миллионов тонн (31 декабря 2018: 22,6 миллионов тонн, 31 декабря 2017: 28,7 миллион тонн). включая обязательства совместного предприятия.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2019 года у Группы, включая совместные предприятия, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 335.609 миллионов тенге (2018: 620.057 миллионов тенге, 2017: 501.752 миллиона тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 у Группы имелись обязательства в общей сумме 78.677 миллионов тенге (2018: 114.380 миллионов тенге, 2017: 142.406 миллионов тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики Республики Казахстан и Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан и направленных на капитальное строительство / капитальный ремонт / диагностику производственных объектов.

Нефинансовые гарантии

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных сторон по договорам на куплю-продажу природного газа, транспортировку и прочим договорам. На отчетную дату руководство Группы считает, что не было случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки. Функции определяются как сегменты а) которые осуществляют деятельность, от которой имеют доходы и расходы; б) чьи операционные результаты регулярно анализируются управлением Группы, принимающим операционные решения, касающиеся распределения ресурсов на сегмент и оценку результатов его деятельности.

Деятельность Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, реализация и транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Группа выделяет деятельность КазМунайГаз, поскольку КазМунайГаз выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их несущественности.

Разбивка выручки по видам товаров и услуг представлена в *Примечании 6* к данной финансовой отчетности.

Выручка по «*Реализация сырой нефти, газа и продуктов переработки газа*» представляет собой в основном продажи, осуществляемые следующими операционными сегментами: *реализация и транспортировка газа* в сумме 874.505 миллионов тенге (2018: 769.549 миллионов тенге, 2017: 360.510 миллионов тенге), а также *переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов* в сумме 3.092.437 миллионов тенге (2018: 3.324.462 миллионов тенге, 2017: 2.316.592 миллионов тенге).

Выручка по *«Реализации нефтепродуктов»* осуществляется операционными сегментами «*Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов*» в сумме 1.665.356 миллионов тенге (2018: 2.023.166 миллионов тенге, 2017: 1.305.148 миллионов тенге), *разведка и добыча нефти и газа* в сумме 4.166 миллионов тенге (2018: 87.344 миллиона тенге, 2017: 116.392 миллиона тенге) и «*Корпоративный центр*» в сумме 352.056 миллионов тенге (2018: 64.516 миллионов тенге, 2017: ноль).

Результаты деятельности сегмента оцениваются на основе выручки, чистой прибыли и EBITDA, которые измеряются на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности.

Показатель EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не регулируемым МСФО, который используется руководством для оценки эффективности сегментов и определяется как прибыль до вычета износа, истощения и амортизации, финансовых доходов и расходов, и расходов по подоходному налогу.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

EBITDA, % определяется как EBITDA определенного сегмента по отношению к общей EBITDA.

Элиминирования представляют собой исключение внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно должны быть по рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

Географическая информация

Основные средства Группы расположены в следующих странах:

В миллионах тенге	**2019**	2018	2017
Казахстан	**3.751.128**	3.644.969	3.276.567
Другие страны	**733.143**	870.201	803.598
	4.484.271	4.515.170	4.080.165

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2019 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспор-тировка нефти	Реализация и Транспор-тировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродук-тов	Корпоратив-ный центр	Прочие	Элиминиро-вание	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	7.592	236.485	1.102.110	5.035.188	352.056	125.425	–	6.858.856
Выручка от реализации другим сегментам	1.302.744	100.253	965	540.947	78.121	87.505	(2.110.535)	–
Итого выручка	1.310.336	336.738	1.103.075	5.576.135	430.177	212.930	(2.110.535)	6.858.856
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(33.719)	(13.666)	(490.142)	(4.972.915)	(212.655)	(33.252)	1.842.605	(3.913.744)
Производственные расходы	(295.687)	(149.033)	(71.978)	(203.864)	(110.379)	(145.595)	254.843	(721.693)
Налоги кроме подоходного налога	(379.725)	(13.287)	(17.388)	(13.584)	(22.417)	(7.894)	–	(454.295)
Расходы по транспортировке и реализации	(123.725)	(1.145)	(272.174)	(69.264)	(7.137)	(3)	53.046	(420.402)
Общие и административные расходы	(15.439)	(15.877)	(35.900)	(45.247)	(35.244)	(71.175)	4.915	(213.967)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	500.737	75.474	242.336	(3.248)	–	12.680	–	827.979
EBITDA	962.778	219.205	457.829	268.013	42.345	(32.310)	44.874	1.962.734
EBITDA, %	49%	11%	23%	14%	2%	-2%	2%	
Износ, истощение и амортизация	(94.432)	(39.257)	(41.567)	(143.875)	(4.177)	(14.116)	–	(337.424)
Финансовый доход	202.592	7.298	29.589	43.975	130.878	10.729	(184.181)	240.880
Финансовые затраты	(21.460)	(7.095)	(43.443)	(127.391)	(264.841)	(8.333)	155.130	(317.433)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(63.618)	(24.783)	816	(93.161)	(11)	(27.062)	–	(207.819)
Расходы по подоходному налогу	(138.762)	(20.825)	(39.917)	(12.241)	(12.923)	(1.512)	–	(226.180)
Чистая прибыль за год	842.496	136.906	362.344	(36.553)	(119.657)	(68.083)	41.004	1.158.457
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	4.788.314	384.173	350.732	40.304	–	26.861	–	5.590.384
Капитальные затраты	256.725	44.926	91.744	79.492	14.323	18.098	–	505.308
Резервы на устаревшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(3.146)	(5.173)	(9.991)	(46.020)	(22.297)	(9.903)	–	(96.530)
Активы сегмента	7.504.518	1.080.046	2.195.386	2.854.018	1.480.009	454.084	(1.486.146)	14.081.915
Обязательства сегмента	748.226	204.540	956.917	1.771.290	3.453.634	117.899	(1.367.247)	5.885.259

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2018 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспор-тировка нефти	Реализация и Транспор-тировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродук-тов	Корпоратив-ный центр	Прочие	Элиминиро-вание	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	172.462	213.175	920.096	5.599.857	64.516	18.858	–	6.988.964
Выручка от реализации другим сегментам	1.293.946	55.229	1.083	1.295.002	117.561	14.642	(2.777.463)	–
Итого выручка	1.466.408	268.404	921.179	6.894.859	182.077	33.500	(2.777.463)	6.988.964
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(44.174)	(13.989)	(323.205)	(6.357.110)	(88.546)	(969)	2.515.035	(4.312.958)
Производственные расходы	(400.495)	(100.404)	(67.197)	(142.099)	(46.179)	(14.999)	166.898	(604.475)
Налоги кроме подоходного налога	(427.838)	(12.592)	(16.069)	(6.922)	(12.772)	(1.539)	–	(477.732)
Расходы по транспортировке и реализации	(112.798)	(194)	(220.792)	(80.500)	(3.491)	(4)	47.002	(370.777)
Общие и административные расходы	(97.234)	(17.300)	(17.296)	(50.465)	(24.051)	(5.111)	(2.028)	(213.485)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	616.607	60.099	22.003	(3.113)	–	1.730	–	697.326
EBITDA	**1.000.475**	**184.024**	**298.623**	**254.650**	**7.038**	**12.609**	**(50.556)**	**1.706.863**
EBITDA, %	**59%**	**11%**	**17%**	**15%**	**0%**	**1%**	**-3%**	
Износ, истощение и амортизация	(82.193)	(36.844)	(35.290)	(121.863)	(2.314)	(6.682)	–	(285.186)
Финансовый доход	40.896	4.712	15.351	49.318	222.092	787	(172.129)	161.027
Финансовые затраты	(53.296)	(5.366)	(41.938)	(115.805)	(345.705)	(7.356)	141.811	(427.655)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(41.371)	(6.754)	(4.091)	(45.183)	(67.120)	(1.003)	–	(165.522)
Расходы по подоходному налогу	(200.787)	(22.361)	(47.039)	8.652	(17.239)	(486)	–	(279.260)
Чистая прибыль за год	721.376	122.986	183.548	(91.735)	(175.820)	(1.161)	(65.683)	693.511
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	4.421.783	304.880	100.631	65.341	2	2.807	–	4.895.444
Капитальные затраты	180.033	65.106	156.897	203.702	18.337	4.000	–	628.075
Резервы на устаревшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(5.465)	(4.240)	(8.805)	(64.773)	(20.330)	162	–	(103.451)
Активы сегмента	7.295.234	1.021.946	1.820.133	3.995.798	1.913.427	157.461	(2.188.719)	14.015.280
Обязательства сегмента	804.279	210.930	950.954	2.761.676	4.121.330	73.125	(2.050.083)	6.872.211

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон. В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2017 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспор-тировка нефти	Реализация и Транспор-тировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродук-тов	Корпоратив-ный центр	Прочие	Элиминиро-вание	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	195.262	194.815	522.205	3.860.502	–	20.979	–	4.793.763
Выручка от реализации другим сегментам	1.007.989	50.140	30.383	767.364	–	18.051	(1.873.927)	–
Итого выручка	1.203.251	244.955	552.588	4.627.866	–	39.030	(1.873.927)	4.793.763
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(40.632)	(12.746)	(237.794)	(4.161.621)	–	(3.179)	1.726.458	(2.729.514)
Производственные расходы	(394.524)	(91.671)	(57.113)	(143.663)	–	(18.341)	80.966	(624.346)
Налоги кроме подоходного налога	(320.646)	(11.993)	(12.763)	(6.174)	(981)	(1.890)	–	(354.447)
Расходы по транспортировке и реализации	(115.636)	(40)	(91.632)	(73.385)	–	(8)	42.638	(238.063)
Общие и административные расходы	(50.236)	(15.900)	(17.996)	(55.681)	(56.471)	(6.226)	38.730	(163.780)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	338.262	56.664	7.989	10.724	–	1.311	–	414.950
EBITDA	**619.839**	**169.270**	**143.280**	**198.066**	**(57.452)**	**10.696**	**14.865**	**1.098.564**
EBITDA, %	**56%**	**15%**	**13%**	**18%**	**-5%**	**1%**	**1%**	
Износ, истощение и амортизация	(71.871)	(31.047)	(30.457)	(94.116)	(1.926)	(8.604)	–	(238.021)
Финансовый доход	31.641	6.892	15.710	53.196	115.879	953	(101.697)	122.574
Финансовые затраты	(17.035)	(5.242)	(35.846)	(99.973)	(216.856)	(6.770)	75.367	(306.355)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(8.679)	(52)	(327)	(14.357)	41	(1.286)	–	(24.660)
Расходы по подоходному налогу	(108.415)	(18.928)	(24.678)	(16.182)	(22.001)	(81)	–	(190.285)
Чистая прибыль за год	441.202	121.923	79.625	26.066	(125.952)	(8.474)	(8.942)	525.448
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.503.951	208.107	52.562	54.660	1	4.349	–	3.823.630
Капитальные затраты	145.761	74.817	140.487	291.487	12.638	3.451	–	668.641
Резервы на устаревшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(5.919)	(3.557)	(9.232)	(106.994)	(15.765)	3.360	–	(138.107)
Активы сегмента	6.654.733	890.320	1.444.620	3.845.701	2.146.055	167.501	(1.598.972)	13.549.958
Обязательства сегмента	661.481	184.961	760.480	2.751.116	3.828.741	83.827	(1.504.253)	6.766.353

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

Получение остаточных выплат от продажи дочерней компании

14 января 2020 года Общественный фонд «Фонд образования Нурсултана Назарбаева», являющийся покупателем, осуществил второй транш выплат в размере 4.659 миллионов тенге за 35% от оставшихся 70% доли в КБТУ (*Примечание 5*).

Дивиденды, полученные от совместных предприятий

8 января 2020 года Компания получила дивиденды от ТОО "Казахойл Актобе", являющееся совместным предприятием, в размере 5.000 миллионов тенге.

Некорректирующее событие после отчетного периода

Вспышка нового коронавируса продолжает распространяться по всему Китаю и странам по всему миру. Группа будет внимательно следить за развитием ситуации с коронавирусом, однако оценить его финансовый эффект на данном этапе невозможно.

Получение и выплаты по займам

АНПЗ, дочерняя организация Группы:

15 января 2020 года получила заём от БРК на общую сумму 46.062 миллиона тенге под процентную ставку 7,99% годовых в целях финансирования проекта «По строительству комплекса глубокой переработки нефти». Выплаты по основному долгу и вознаграждениям будут осуществляться с июня 2020 года на основе полугодовых платежей.

16 января 2020 года осуществила плановое и досрочное погашение основного долга, вознаграждения и комиссии за досрочное погашение займа, полученного от Эксимбанк в общей сумме 205 миллионов долларов США (эквивалентно 77.911 миллионам тенге на даты погашения).

21 января 2020 года осуществила погашение основного долга и вознаграждения по займам, полученным от БРК на сумму 17.998 миллионов тенге.

В январе и феврале 2020 года осуществила частичную выплату основного долга и вознаграждения по займам, полученным от Народного Банка в сумме 57 миллионов долларов США (эквивалентно 21.650 миллионам тенге на даты погашения).