

ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ

ВАЖНО: Прежде чем продолжать чтение данного документа, пожалуйста, ознакомьтесь с нижеследующим. Нижеследующие сведения относятся к изложенному после настоящей страницы Базовому проспекту, в связи с чем Вам рекомендуется ознакомиться с данным уведомлением, прежде чем приступать к ознакомлению с Базовым проспектом, равно как и к использованию его каким бы то ни было образом. Приступая к ознакомлению с Базовым проспектом, Вы соглашаетесь соблюдать приведенные ниже условия, включая любые последующие изменения к ним, доведенные нами до Вашего сведения в результате данного ознакомления.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ ДОКУМЕНТЕ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ О ПРОДАЖЕ ЦЕННЫХ БУМАГ В ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ В НАРУШЕНИЕ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА. НИ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, НИ КАКАЯ-ЛИБО ГАРАНТИЯ В ОТНОШЕНИИ НИХ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 ГОДА (В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РЕДАКЦИИ) («ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ, А ТАКЖЕ НЕ ДОПУСКАЮТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖА ДАННЫХ ЦЕННЫХ БУМАГ ИЛИ КАКОЙ-ЛИБО ГАРАНТИИ В ОТНОШЕНИИ НИХ НА ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ ИЛИ РЕЗИДЕНТАМ США ИЛИ ЗА СЧЕТ, ОТ ИМЕНИ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ РЕЗИДЕНТОВ США (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СЛУЧАЕВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПОЛОЖЕНИЕМ S ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), КРОМЕ СЛУЧАЕВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГИСТРАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ СДЕЛОК, К КОТОРЫМ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ, И В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ ИНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ.

СЛЕДУЮЩИЙ БАЗОВЫЙ ПРОСПЕКТ МОЖЕТ БЫТЬ ПЕРЕНАПРАВЛЕН ИЛИ ПЕРЕДАН НИКАКОМУ ИНОМУ ЛИЦУ И НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ВОСПРОИЗВЕДЕН В КАКОЙ БЫ ТО НИ БЫЛО ФОРМЕ, И ЛЮБАЯ ПЕРЕСЫЛКА, РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИЛИ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО ЯВЛЯЮТСЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫМИ. НЕСОБЛЮДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ТРЕБОВАНИЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ.

Подтверждение Вашего заверения: Чтобы иметь право на ознакомление с настоящим Базовым проспектом или принять инвестиционное решение в отношении предлагаемых ценных бумаг, инвесторы должны быть (1) Квалифицированными институциональными покупателями («КИП») (согласно определению Правила 144А Закона о ценных бумагах), которые также являются Квалифицированными покупателями («КП») согласно определению Раздела 2(а)(51) Закона США об инвестиционных компаниях 1940 года в действующей редакции, либо (2) лицами, не являющимися резидентами США (согласно определению Положения S Закона о ценных бумагах), находящимися за пределами Соединенных Штатов. Базовый проспект направляется по Вашему запросу, и принимая сообщение по электронной почте и получая доступ к Базовому проспекту, Вы тем самым заверяете нас в том, что (1) Вы являетесь (или если Вы действуете в интересах другого лица, то такое другое лицо является) либо (а) КИП, который одновременно является КП, либо (b) не являетесь резидентом США и электронный адрес, который Вы предоставили нам и на который был доставлен Базовый проспект (или если Вы действуете в интересах другого лица, то такое другое лицо) не находится в пределах Соединенных Штатов, и (2) Вы даете (или если Вы действуете в интересах другого лица, то такое другое лицо дает) свое согласие на доставку Базового проспекта посредством электронных средств связи.

Напоминаем, что Базовый проспект был предоставлен Вам на основании того, что Вы являетесь лицом, в распоряжение которого настоящий Базовый проспект может быть передан на законном основании согласно законодательству той юрисдикции, в которой Вы находитесь, и Вы не вправе и не можете передавать Базовый проспект никаким иным лицам.

Ни при каких обстоятельствах Базовый проспект не является предложением о покупке или продаже, или изложением аргументов в пользу принятия предложения о покупке или продаже данных ценных бумаг в любой юрисдикции, в которой данное предложение, ходатайство или продажа не разрешены законом.

Базовый проспект может быть передан исключительно (А) лицам, находящимся за пределами Соединенного Королевства, или (В) лицам, находящимся в Соединенном Королевстве, которые являются (i) лицами, имеющими профессиональный опыт в вопросах, связанных с инвестициями, подпадающими под действие п. (5) ст. 19 Приказа 2005 года (Финансовое содействие) по Закону о финансовых услугах и рынках 2000 года в действующей редакции («Приказ»), (ii) субъектами с высокой чистой стоимостью активов и другими лицами, которым он может быть передан законным образом, отвечающими требованиям пп. (a)-(d) п. (2) ст. 49 Приказа, или (iii) лицами, которым может быть направлено или обеспечено направление приглашения или предложения участвовать в инвестиционной деятельности (в значении раздела 21 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года в действующей редакции) по иным законным основаниям в связи с выпуском или продажей любых ценных бумаг Эмитента или любого члена его Группы (согласно определению в Базовом проспекте) (все такие лица, указанные в пунктах (А) и (В) выше - «**соответствующие лица**»). Любая инвестиционная деятельность, к которой относится настоящий документ, будет доступна исключительно соответствующим лицам и может осуществляться только с участием соответствующих лиц. Любое лицо, не являющееся соответствующим лицом, не должно предпринимать никаких действий в отношении настоящего документа или использовать его каким-либо образом.

Если в какой-либо юрисдикции требуется, чтобы предложение было сделано лицензированным брокером или дилером, и если андеррайтеры или любое аффилированное лицо андеррайтеров является лицензированным брокером или дилером в такой юрисдикции, то предложение считается сделанным андеррайтером либо таким аффилированным лицом от имени АО «НК «КазМунайГаз» или KazMunaiGaz Finance Sub B.V. (в зависимости от ситуации) в такой юрисдикции.

Настоящий Базовый проспект направлен Вам в электронной форме. Напоминаем Вам, что переданные таким способом документы могут быть изменены в процессе электронной передачи данных и, следовательно, ни кто-либо из Дилеров (как определено в Базовом проспекте), ни контролирующее их лицо, ни кто-либо из их директоров, должностных лиц, работников, ни их агент или аффилированное лицо любого такого лица не принимают на себя никакой ответственности или обязательств какого-либо характера в отношении каких-либо несоответствий между Базовым проспектом, предоставленным Вам в электронной форме, и его версией на бумажном носителе, который может быть предоставлен Вам по требованию любым таким Дилером.



АО НК «КазМунайГаз»
(акционерное общество, учрежденное в Республике Казахстан)

и

KazMunaiGaz Finance Sub B.V.
(общество с ограниченной ответственностью, учрежденное в Нидерландах)

в отношении Облигаций, выпущенных KazMunaiGaz Finance Sub B.V., безусловным
и безотзывным гарантом которых выступает
АО НК «КазМунайГаз»

Программа выпуска среднесрочных глобальных облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США

АО НК «КазМунайГаз» («Компания» или «КМГ») и KazMunaiGaz Finance Sub B.V. («KMG Finance») учредили Программу выпуска среднесрочных глобальных облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США («Программа»), в соответствии с которой Компания или KMG Finance, в зависимости от ситуации (каждый из них в данном качестве - «Эмитент»), могут время от времени выпускать облигации («Облигации»), выраженные в любой валюте по согласованию между соответствующим Эмитентом (при необходимости вместе с Компанией) и соответствующим(и) Дилером(ами) (как определено ниже). Облигации учреждаются и используются посредством измененного и изложенного в новой редакции Договора доверительного управления от 3 апреля 2018 года (со всеми дальнейшими периодическими изменениями и дополнениями и новыми редакциями - «Договор доверительного управления»), заключенного между Компанией, KMG Finance и Citicorp Trustee Company Limited («Доверительный управляющий»), и данный термин включает любого преемника Доверительного управляющего по Договору доверительного управления).

В случае, если KMG Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций в рамках Программы, то выплата всех сумм, причитающихся от KMG Finance в отношении таких Облигаций, безоговорочно и неизменно гарантируется Компанией (далее в этом качестве именуемой «Гарантом») в соответствии с гарантией («Гарантия»), содержащейся в Договоре доверительного управления.

Настоящий Базовый проспект заменяет собой Базовый проспект от 3 апреля 2018 года в отношении Программы.

Базовый проспект был одобрен Управлением по финансовому регулированию и надзору Соединенного Королевства («УФРН»), выступающим в качестве компетентного органа в соответствии с Регламентом (ЕС) 2017/1129 («Регламент о проспектах эмиссии»). УФРН одобряет настоящий Базовый проспект исключительно как отвечающий стандартам полноты, ясности и непротиворечивости, установленным Регламентом о проспектах эмиссии, и такое одобрение не должно рассматриваться как подтверждение Эмитента или качества Облигаций, которые являются предметом настоящего Базового проспекта. Инвесторы должны выполнить собственную оценку целесообразности инвестирования в Облигации. Была подана заявка (i) в УФРН на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта, в официальный список УФРН («Официальный список»), и (ii) London Stock Exchange plc («Лондонская фондовая биржа») на допуск таких Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи («Организованный рынок»). Указания в настоящем Базовом проспекте на «листинг» Облигаций (и все связанные указания) будут означать, что такие Облигации включены в Официальный список и допущены к торгам на Организованном рынке. Организованный рынок означает организованный рынок в целях Директивы 2014/65/ЕС («Директива MiFID II»). Уведомление о совокупной номинальной стоимости каждого Транша (как определено ниже) Облигаций, о вознаграждении, выплачиваемом по каждому Траншу Облигаций (если таковое имеется), о цене выпуска каждого Транша Облигаций и о выполнении определенных условий, которые применяются к каждому Траншу Облигаций, будут изложены в окончательных условиях («Окончательные условия»), которые будут предоставлены в УФРН и Лондонской фондовой бирже не позднее даты выпуска Облигаций такого Транша для того, чтобы Облигации были включены в Официальный список и допущены к торгам на Лондонской фондовой бирже. Кроме того, если иное не будет согласовано с соответствующим(и) Дилером(ами) (как определено ниже) и предусмотрено в Окончательных условиях, Компания приложит все разумные усилия для того, чтобы все Облигации, выпущенные Компанией и KMG Finance в рамках Программы, были допущены (i) в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка Казахской фондовой биржи («KASE») и/или (ii) на Международную биржу Астаны («AIX»), в каждом случае с даты (и включая дату) выпуска соответствующих Облигаций («Дата выпуска»). Ни Компания, ни KMG Finance не могут дать никаких гарантий, что любой такой листинг будет получен. Кроме того, если Облигации прошли листинг и предлагаются для продажи на KASE, Облигации не могут быть выпущены, размещены или включены в листинг за пределами Казахстана без предварительных разрешений Агентства по регулированию и развитию финансового рынка Республики Казахстан («АРРФР») на выпуск и размещение Облигаций за пределами Казахстана («Разрешения АРРФР»).

Факторы, которые могут повлиять на способность Компании и KMG Finance выполнять свои обязательства, предусмотренные Программой, и факторы, которые являются существенными для оценки рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы, изложены в разделе «Факторы риска», начиная со страницы 1.

Ни Облигации, ни Гарантия не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом США о ценных бумагах 1933 года в действующей редакции («Закон о ценных бумагах»). За некоторыми исключениями, Облигации не могут предлагаться, продаваться или распространяться на территории Соединенных Штатов или гражданам США. Облигации могут быть предложены и проданы (i) на территории Соединенных Штатов лицам, являющимся квалифицированными институциональными покупателями («КИП») (согласно определению Правила 144А Закона о ценных бумагах («Правило 144А»)), которые одновременно являются квалифицированными покупателями («КП») согласно определению Раздела 2(a)(51) Закона США об инвестиционных компаниях 1940 года («Закон об инвестиционных компаниях») в действующей редакции, в соответствии с освобождением от регистрации, предоставляемым Правилom 144А («Облигации, регулируемые Правилom 144А») и (ii) за пределами Соединенных Штатов лицам, не являющимся резидентами США, в рамках офшорных сделок в соответствии с Положением S («Положение S») в отношении Закона о ценных бумагах («Облигации, регулируемые Положением S») и вместе с Облигациями, регулируемыми Правилom 144А - «Облигации»). Потенциальные покупатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут воспользоваться освобождением от требования соблюдения положений Раздела 5 Закона о ценных бумагах, предоставленным Правилom 144А.

Минимальный размер номинальной стоимости любой Облигации, выпущенной в рамках Программы, составляет 100 000 евро (или эквивалентную сумму в любой другой валюте на дату выпуска соответствующих Облигаций). С учетом этого и в соответствии со всеми действующими правовыми, нормативными положениями или требованиями центрального банка, Облигации будут выпущены с таким номиналом, который будет указан в соответствующих Окончательных условиях.

На дату настоящего Базового проспекта долговым обязательствам Компании в иностранной валюте присвоены следующие долгосрочные рейтинги: BB- (рейтинговое агентство Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited (далее - «S&P»)); BBB- (рейтинговое агентство Fitch Ratings Limited (далее - «Fitch»)); и ВааЗ (рейтинговое агентство Moody's Investors Service Limited (далее - «Moody's»)). Каждое из агентств S&P, Fitch и Moody's учреждено в Европейской экономической зоне и зарегистрировано согласно Регламенту (ЕС) №1060/2009 в действующей редакции («Регламент КРА»). Облигации, выпущенные в рамках Программы, могут быть с рейтингом или без такового. Если выпуск Облигаций имеет рейтинг, то применимые рейтинги будут определены в соответствующих Окончательных условиях. Такие рейтинги не обязательно будут такими же, что и присвоенные Компании соответствующим рейтинговым агентством. Кредитный рейтинг не является рекомендацией к покупке, продаже или владению ценными бумагами и может быть приостановлен, снижен или отменен в любое время соответствующим рейтинговым агентством.

Суммы, подлежащие выплате по Облигациям, могут рассчитываться на основании определенных справочных ставок, которые могут являться ориентирами в соответствии с Регламентом (ЕС) 2016/1011 («Регламент об ориентирных ставках»). Если какая-либо справочная ставка является таким ориентиром, в соответствующих Окончательных условиях будет указано, включен ли ее администратор в реестр администраторов и ориентирных ставок, который создан и ведется Европейской организацией по ценным бумагам и рынкам («ESMA») в соответствии со статьей 36 Регламента об ориентирных ставках. Не каждая

справочная ставка подпадает под действия Регламента об ориентирных ставках. Кроме того, действие переходных положений Регламента об ориентирных ставках может привести к тому, что администратор конкретной ориентирной ставки не будет обязан быть включенным в реестр администраторов и ориентирных ставок на дату соответствующих Окончательных условий. Статус регистрации любого администратора по Регламенту об ориентирных ставках является публичной информацией, и Эмитент не планирует вносить изменения в какие-либо Окончательные условия для отражения какого-либо изменения в статусе регистрации администратора.

Совместные организаторы и Дилеры

J.P. Morgan
Halyk Finance

MUFG
SkyBridge Invest

Датой настоящего Базового проспекта является 28 сентября 2020 г.

Настоящий Базовый проспект подлежит прочтению и толкованию вместе любыми дополнениями к нему, а в отношении любого Транша Облигаций - вместе с соответствующими Окончательными условиями. Настоящий Базовый проспект представляет собой базовый проспект («Базовый проспект») для целей Регламента (ЕС) 2017/1129 Европейского Парламента и Совета от 14 июня 2017 года («Регламент о проспектах эмиссии»).

Облигации могут выпускаться на непрерывной основе в пользу одного или нескольких Дилеров, указанных в разделе «Обзор - Обзор Программы», а также в пользу любого дополнительного Дилера или дополнительных Дилеров, время от времени назначаемых в рамках Программы Эмитентом и Гарантом (в соответствующих случаях) (каждый из них далее - «Дилер» и все вместе - «Дилеры») в отношении конкретного выпуска Облигаций или на непрерывной основе. В контексте обсуждения вопроса касательно конкретного Транша Облигаций указания в настоящем Базовом проспекте на «соответствующего Дилера» или «соответствующих Дилеров» являются указаниями на Дилера или Дилеров, договаривающегося или договаривающихся о подписке на конкретный Транш Облигаций.

Языком настоящего Базового проспекта и Окончательных условий в отношении любого Транша Облигаций является английский язык. Некоторые ссылки на законодательные акты и технические термины приведены на языке-источнике для того, чтобы им могло быть придано правильное формально-юридическое значение в соответствии с применимым правом. В связи с листингом Облигаций на KASE Компания предоставит KASE переводы настоящего Базового проспекта и любых Окончательных условий на русский язык («Переводы»). Переводы будут подготовлены Компанией исключительно для целей листинга на KASE Облигаций, описанных в настоящем Базовом проспекте, и получения соответствующих разрешений KASE и АРРФР. Никто из Дилеров или их аффилированных лиц не проверял и не будет проверять точность или полноту Переводов и не предоставляет никаких гарантий и не несет никакой ответственности в отношении их точности или полноты. В связи с любым инвестиционным решением должна использоваться исключительно англоязычная версия настоящего Базового проспекта и любых Окончательных условий. В случае обнаружения любого противоречия или несоответствия между английской версией настоящего Базового проспекта или любых Окончательных условий и Переводов или в случае возникновения любого спора, касающегося толкования любого утверждения в английской версии или в Переводах, преимущественную силу имеет версия на английском языке.

В целях осуществления листинга Облигаций на KASE и любого последующего предложения и продажи Облигаций в Казахстане АО «Halyk Finance» и SkyBridge Invest будут действовать в качестве совместных менеджеров без участия других Дилеров в таком процессе.

Никакие лица не уполномочены предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, которые не содержатся в настоящем Базовом проспекте либо находятся в противоречии с ним либо с прочими документами, заключенными в отношении Программы, либо информацию, предоставленную Компанией или KMG Finance, либо иную общедоступную информацию; при этом, в случае предоставления такая информация или такое заверение не должны рассматриваться как предоставленные с разрешения Компании, KMG Finance, Доверительного управляющего или какого-либо Дилера или Регистратора, какого-либо Платежного агента, какого-либо Трансфер-агента или Агента по расчетам (все вместе именуемые «Агенты»).

Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо другая информация, предоставленная в связи с Программой или любыми Облигациями, (i) не являются основанием для кредитной или иной оценки или (ii) не должны рассматриваться в качестве рекомендации Компании, KMG Finance, Дилеров, Агентов или Доверительного управляющего о том, что получателю настоящего Базового проспекта или любой другой информации, связанной с Программой или любыми Облигациями, надлежит купить какие-либо Облигации. Каждый инвестор, намеревающийся осуществить покупку любых Облигаций, должен провести самостоятельное независимое изучение финансового состояния и дел и дать собственную оценку кредитоспособности Компании и KMG Finance. Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо другая информация, предоставленная в связи с Программой или выпуском любых Облигаций, не является предложением или приглашением со стороны или от имени Компании или KMG Finance или любого из Дилеров, Агентов, Доверительного управляющего или любого другого лица какому-либо лицу в отношении осуществления подписки на какие-либо Облигации или покупки каких-либо Облигаций в любой юрисдикции, где такое предложение или приглашение запрещены.

Ни Дилеры, ни Доверительный управляющий, ни Агенты, ни кто-либо из их аффилированных лиц не предоставляют никаких фактических или подразумеваемых заверений или гарантий и не принимают на себя ответственность за точность и полноту информации, которая содержится в настоящем Базовом проспекте. Ни предоставление настоящего Базового проспекта или любых Окончательных условий, ни предложение, продажа или предоставление какой-либо Облигации ни при каких обстоятельствах не подразумевают, что информация, содержащаяся в настоящем Базовом проспекте, является достоверной после наступления указанной в нем даты или даты, в которую в настоящий Базовый проспект были внесены наиболее поздние изменения или дополнения, или что не произошло никакое неблагоприятное изменение или событие, которое с разумной степенью вероятности может повлечь за собой любое неблагоприятное изменение в положении (финансовом или ином) Компании или KMG Finance с такой даты, или если позднее, то с даты, в которую в настоящий Базовый проспект были внесены наиболее поздние изменения или дополнения, или что любая другая информация, предоставленная в связи с Программой, является достоверной в любое время после даты ее предоставления, или после иной даты, указанной в документе, в которой содержится такая информация.

Кроме того, ни Компания, ни KMG Finance, ни Дилеры, ни Агенты, ни Доверительный управляющий не предоставляют никаких заверений о налоговом режиме, применимом в отношении платежей или сумм, полученных любым держателем Облигаций в связи с какими-либо Облигациями. Каждый инвестор, рассматривающий возможность приобретения Облигаций в рамках Программы, должен обратиться за соответствующей налоговой или иной профессиональной консультацией, которую он считает необходимой для указанной цели.

Каждый потенциальный инвестор, рассматривающий возможность приобретения Облигаций, должен определить целесообразность такой инвестиции с учетом своих собственных обстоятельств. В частности, каждому потенциальному инвестору следует:

- иметь достаточные знания и опыт для того, чтобы дать содержательную оценку Облигациям, преимуществам и рискам инвестирования в Облигации, а также информации, содержащейся в настоящем Базовом проспекте и любых применимых дополнениях или включенной в них посредством отсылки;
- иметь доступ и знание соответствующих аналитических инструментов для того, чтобы в контексте собственной конкретной финансовой ситуации оценить инвестиции в Облигации и влияние, которое Облигации окажут на его общий инвестиционный портфель;
- иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность с тем, чтобы нести все риски инвестиций в Облигации, включая те Облигации, в которых основная сумма или проценты подлежат уплате в одной или нескольких валютах, или такие, в которых валюта платежей основной суммы или процентов отличается от местной валюты потенциального инвестора;
- полностью понимать условия выпуска Облигаций и знать характер соответствующих индексов и финансовых рынков; и
- быть в состоянии оценить (самостоятельно или с помощью финансового консультанта) возможные сценарии экономического состояния, процентной ставки и других факторов, которые могут повлиять на его инвестиции и способность нести соответствующие риски.

Некоторые Облигации могут представлять собой сложные финансовые инструменты. Опытные институциональные инвесторы обычно не покупают сложные финансовые инструменты как самостоятельные инвестиции. Они покупают сложные финансовые инструменты как способ снижения риска или увеличения доходности с понятным, измеряемым, экономически обоснованным дополнительным риском для их общего портфеля. Потенциальному инвестору не следует инвестировать в Облигации, которые являются сложными финансовыми инструментами, если он не обладает знаниями (самостоятельно или с помощью финансового консультанта) для того, чтобы оценить поведение таких Облигаций в изменяющихся условиях, влияние на стоимость Облигаций, а также то, как данная инвестиция повлияет на общий инвестиционный портфель потенциального инвестора.

Инвестиционная деятельность некоторых инвесторов подпадает под действие применимых законов и нормативно-правовых актов о разрешенных инвестициях или контролируется или регулируется

определенными органами. Каждый потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами, чтобы определить факт и степень того, что: (i) Облигации являются законными инвестициями для него, (ii) Облигации могут быть использованы в качестве залогового обеспечения для различных видов заимствований и (iii) на приобретение или залог любых Облигаций с его стороны распространяются другие ограничения. Финансовые учреждения должны проконсультироваться со своими юридическими консультантами или соответствующими регуляторами для определения соответствующего режима для Облигаций в соответствии с любыми применимыми положениями касательно резервов на покрытие возможных потерь или аналогичными правилами.

Распространение настоящего Базового проспекта, любых дополнений и любых Окончательных условий, а также предложение, продажа и представление Облигаций может подлежать ограничениям в определенных юрисдикциях. Компания, KMG Finance и Дилеры требуют от лиц, в чьем распоряжении окажется настоящий Базовый проспект, любое дополнение или любые Окончательные условия, ознакомления и соблюдения любых таких ограничений. Описание некоторых ограничений на предложение, продажу и представление Облигаций, на распространение настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий и других материалов, связанных с предложением Облигаций, содержится в разделе «Подписка и продажа» и «Ограничения на передачу».

Настоящий Базовый проспект может передаваться исключительно (A) лицам, находящимся за пределами Соединенного Королевства, или (B) лицам, находящимся в Соединенном Королевстве, которые являются (i) лицами, имеющими профессиональный опыт в вопросах, связанных с инвестициями, подпадающими под действие п. (5) ст. 19 Приказа 2005 года (Финансовое содействие) по Закону о финансовых услугах и рынках 2000 года в действующей редакции («Приказ»), (ii) субъектами с высокой чистой стоимостью активов и другими лицами, которым он может быть передан законным образом, отвечающими требованиям пп. (a)-(d) п. (2) ст. 49 Приказа, или (iii) лицами, которым может быть направлено или обеспечено направление приглашения или предложения участвовать в инвестиционной деятельности (в значении раздела 21 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года в действующей редакции) по иным законным основаниям в связи с выпуском или продажей любых ценных бумаг Эмитента или любого члена его Группы (согласно определению в Базовом проспекте) (все такие лица, указанные в пунктах (A) и (B) выше - «соответствующие лица»). Любая инвестиционная деятельность, к которой относится настоящий документ, будет доступна исключительно соответствующим лицам и может осуществляться только с участием соответствующих лиц. Любое лицо, не являющееся соответствующим лицом, не должно предпринимать никаких действий в отношении настоящего документа или использовать его каким-либо образом.

НИ ОБЛИГАЦИИ, НИ ГАРАНТИЯ НЕ БЫЛИ УТВЕРЖДЕНЫ ИЛИ ОТКЛОНЕНЫ КОМИССИЕЙ США ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ («SEC»), КОМИССИЕЙ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ ИЛИ КАКИМ-ЛИБО ИНЫМ РЕГУЛИРУЮЩИМ ОРГАНОМ США; ВЫШЕУКАЗАННЫЕ ОРГАНЫ ТАКЖЕ НЕ ПРИНИМАЛИ НИКАКИХ РЕШЕНИЙ ИЛИ ЗАКЛЮЧЕНИЙ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИХ ПРЕИМУЩЕСТВА ОБЛИГАЦИЙ ИЛИ ГАРАНТИИ, ИЛИ ДОСТОВЕРНОСТЬ ИЛИ ДОСТАТОЧНОСТЬ НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА. ЛЮБЫЕ ЗАВЕРЕНИЯ ОБ ОБРАТНОМ ЯВЛЯЮТСЯ УГОЛОВНЫМ ПРЕСТУПЛЕНИЕМ В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОДУКТАМИ СОГЛАСНО ДИРЕКТИВЕ MiFID II / ЦЕЛЕВОЙ РЫНОК

Окончательные условия в отношении любых Облигаций могут включать пояснения под заголовком «Управление продуктами согласно Директиве MiFID II», дающие оценку целевого рынка в отношении Облигаций и соответствующих каналов распространения Облигаций. Любое лицо, впоследствии предлагающее, продающее или рекомендуемое Облигации («распространитель»), должно принять во внимание оценку целевого рынка; при этом распространитель, подпадающий под действие Директивы MiFID II, несет ответственность за проведение собственной оценки целевого рынка в отношении Облигаций (путем принятия либо доработки оценки целевого рынка) и определение соответствующих каналов распространения.

Во исполнение правил управления продуктами согласно Делегированной директиве ЕС 2017/593 («**Правила управления продуктами согласно Директиве MiFID**»), в отношении каждого выпуска Облигаций будет определяться, является ли Дилер, осуществляющий подписку на любые Облигации, производителем в отношении таких Облигаций, но в остальном ни Организаторы, ни Дилеры, ни их соответствующие аффилированные лица не будут являться производителями для целей Правил управления продуктами согласно Директиве MiFID.

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ В ОТНОШЕНИИ ЧАСТНЫХ ИНВЕСТОРОВ ЕЭЗ И СОЕДИНЕННОГО КОРОЛЕВСТВА

Если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций не указано, что «Запрет на продажу частным инвесторам ЕЭЗ и Соединенного Королевства» является «Не применимым», Облигации не предназначены для предложения, продажи или предоставления иным образом, и начиная с такой даты не должны предлагаться, продаваться или иным образом предоставляться любому частному инвестору в Европейской экономической зоне («ЕЭЗ») или в Соединенном Королевстве («**Соединенное Королевство**»). Для этих целей частный инвестор означает лицо, которое является одним (или несколькими) из следующих лиц: (i) частный клиент, как определено в п. (11) ст. 4(1) Директивы MiFID II; или (ii) клиент в значении IDD, если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент, как определено в п. (10) ст. 4(1) Директивы MiFID II. Основной информационный документ, требуемый Регламентом (ЕС) №1286/2014 («**Регламент PRIIPs**») для предложения или продажи любых соответствующих инструментов или иного предоставления таких инструментов частным инвесторам в ЕЭЗ или в Соединенном Королевстве, не был подготовлен, и предложение, продажа или иное предоставление Облигаций любому частному инвестору в ЕЭЗ или в Соединенном Королевстве могут быть незаконными.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

В связи с выпуском любого Транша Облигаций Дилер или Дилеры (при наличии), именуемые в соответствующих Окончательных условиях «Стабилизационным(и) менеджером(ами)» (или лица, действующие от имени любого(ых) Стабилизационного(ых) менеджера(ов)), вправе распределять Облигации в большем количестве или заключать сделки с целью поддержания рыночной цены Облигаций на более высоком уровне, чем уровень цен, который мог бы преобладать в противном случае. При этом, необходимость в стабилизации может не возникнуть. Осуществление любых стабилизационных мер может быть начато в дату надлежащего публичного раскрытия информации об условиях выпуска соответствующего Транша Облигаций или после такой даты, и если такие меры будут начаты, они могут быть завершены в любое время, но не позднее, чем через 30 дней с даты выпуска соответствующего Транша Облигаций или через 60 дней после даты распределения соответствующего Транша Облигаций - в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше. Любые стабилизационные меры или перераспределение должны быть осуществлены Стабилизационным(и) менеджером(ами) (или лицом(ами), действующим(и) от имени любого(ых) Стабилизационного(ых) менеджера(ов)) в соответствии со всеми применимыми законами, регламентами и правилами.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ни KMG Finance, ни Компания не обязаны предоставлять периодическую отчетность, предусмотренную Разделом 13 или 15 Закона США о фондовых биржах 1934 года в действующей редакции («**Закон о фондовых биржах**»). Поскольку KMG Finance и Компания не являются подотчетными компаниями в

соответствии с Разделом 13 или 15(d) Закона о фондовых биржах или освобождены от предоставления отчетности в соответствии с Правилom 12g3 2(b) указанного Закона, KMG Finance и Компания по требованию предоставляют информацию, необходимую в соответствии с Правилom 144A(d)(4) Закона о ценных бумагах каждому держателю Облигаций, являющихся «ценными бумагами ограниченного обращения» (в значении, определенном для данного термина Правилom 144(a)(3) Закона о ценных бумагах), а также каждому потенциальному покупателю таких Облигаций, назначенному таким держателем по требованию такого держателя или потенциального покупателя, в связи с передачей или предполагаемой передачей любых таких Облигаций, регулируемых Правилom 144A, согласно Закону о ценных бумагах. Поскольку соответствующие Облигации представлены Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, для целей настоящего пункта считается, что выражение «держатель» включает держателей счетов в клиринговых системах, владеющих долей в соответствующей Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A.

ИНФОРМАЦИЯ В США

На территории Соединенных Штатов настоящий Базовый проспект предоставляется для информации на конфиденциальной основе ограниченному числу КИП, которые одновременно являются КП, исключительно в связи с рассмотрением возможности приобретения Облигаций, предлагаемых в рамках настоящего Базового проспекта. Использование настоящего Базового проспекта в каких-либо иных целях в Соединенных Штатах не разрешается. Не допускается его копирование или воспроизведение полностью или частично, а также его распространение или раскрытие его содержания кому-либо помимо потенциальных инвесторов, которым он изначально предоставлен.

На территории Соединенных Штатов Облигации могут предлагаться или продаваться только КИП, которые одновременно являются КП, при заключении сделок, к которым не применяются требования о регистрации согласно Закону о ценных бумагах. Каждый приобретатель Облигаций, который является лицом США или находится на территории США, настоящим уведомляется о том, что предложение и продажа любых Облигаций такому покупателю допускаются с учетом предусмотренного Правилom 144A освобождения от требований о регистрации по Закону о ценных бумагах.

Каждый покупатель или держатель Облигаций, представленных Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, или любых Облигаций, выпущенных вместо или взамен таких Облигаций (совместно - «Облигации с особыми отметками»), считается, в случае принятия или приобретения им любой такой Облигации с особыми отметками, предоставившим определенные заверения и согласия, направленные на ограничение перепродажи или иной передачи таких Облигаций, как указано в разделах «Подписка и продажа» и «Ограничения на передачу».

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая информация

Независимые аудиторы Компании - ТОО «Эрнст энд Янг» - подготовили (i) отчет независимого аудитора от 5 марта 2020 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (некоторые из которых были перегруппированы, см. «Пересчет и перегруппировка статей» ниже) («**Финансовая отчетность**») и (ii) отчет об изучении промежуточной финансовой информации от 25 августа 2020 года в отношении промежуточной краткой консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, который включает сравнительные данные по состоянию на и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года (некоторые из которых были перегруппированы, см. «Пересчет и перегруппировка статей» ниже) («**Промежуточная финансовая отчетность**»).

Заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» в отношении Финансовой отчетности, приводится на странице F-41 настоящего Базового проспекта, а заключение, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» по результатам изучения Промежуточной финансовой отчетности - на странице F-1 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, источником финансовой информации в отношении Компании, изложенной в настоящем Базовом проспекте, является Финансовая отчетность и Промежуточная финансовая отчетность и соответствующие примечания к ним, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-45 без каких бы то ни было существенных корректировок.

Источником финансовой информации, включенной в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность и Промежуточная финансовая отчетность, и она может отличаться от данных, включенных в проверенную аудиторами консолидированную финансовую отчетность Компании по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года, и не проверенную аудиторами промежуточную краткую консолидированную финансовую отчетность по состоянию на и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, в каждом случае – в том виде, в котором она была опубликована.

Суммы, указанные в статьях финансовой отчетности каждого из дочерних предприятий Компании и объектов ее долевых инвестиций, рассчитываются в валюте страны, в которой предприятие осуществляет основную деятельность («**функциональная валюта**»). Финансовая отчетность и Промежуточная финансовая отчетность, которые приводятся где-либо в настоящем Базовом проспекте, представлена в казахстанских тенге («**тенге**»). Однако для удобства, определенная финансовая информация в настоящем Базовом проспекте представлена в долларах США, при этом такая информация основана на суммах, указанных в Финансовой отчетности в тенге, в пересчете на доллары США по указанным обменным курсам. Такой пересчет не должен толковаться как заверение о том, что суммы в тенге были переведены или могли быть переведены в доллары США по таким ставкам или по любым другим ставкам.

Некоторые показатели, включенные в настоящий Базовый проспект, были округлены; соответственно, суммы, приведенные в разных таблицах по одной и той же позиции, могут незначительно расходиться, а цифры, указанные как итоговые в некоторых таблицах, могут не являться арифметической суммой стоящих перед ними цифр. Для целей корректировок с округлением, сделанных в расчетах процентных долей и процентных изменений в отношении цифр, включенных в настоящий Базовый проспект, взятых из Финансовой отчетности, корректировки с округлением сделаны на основании показателей, включенных в Финансовую отчетность (которые представлены в тысячах тенге), а не на основании уже округленных цифр, включенных в настоящий Базовый проспект.

Пересчет и перегруппировка статей

Компания изменила метод представления консолидированного отчета о совокупных доходах, консолидированного отчета о финансовом положении и консолидированного отчета о движении

денежных средств, включенных в Финансовую отчетность и в Промежуточную финансовую отчетность, по сравнению с методом представления консолидированного отчета о движении денежных средств, который использовался ранее. Компания считает, что такое измененное представление не оказывает влияния на чистую прибыль или совокупные доходы Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года или 2017 года, или на собственный капитал по состоянию на 31 декабря 2018 года или 2017 года.

Помимо этого, консолидированный отчет о финансовом положении, включенный в Финансовую отчетность и в Промежуточную финансовую отчетность, был пересмотрен с целью объединения схожих по природе статей, как описано в Примечании 3 к Финансовой отчетности. Соответственно, источником консолидированных отчетов о финансовом положении за 2018 и 2017 годы, включенных в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность, и они отличаются от консолидированных отчетов о финансовом положении, включенных в опубликованную финансовую отчетность за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 года. Компания полагает, что перегруппировка статей консолидированных финансовых отчетов о финансовом положении за 2017 и 2018 годы, включенных в Финансовую отчетность, не оказала значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании, и такое представление является более прозрачным, поскольку лучше отражает природу таких активов.

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

Дочерние предприятия являются предприятиями, в которых Компания имеет право прямо или косвенно контролировать финансовую и операционную политику и в которых Компания, как правило, имеет более чем 50 процентов прав голоса. С момента перехода контроля к Компании или к одному из ее дочерних предприятий дочерние предприятия являются полностью консолидированными. Если не указано иное, приведенная в настоящем Базовом проспекте информация по прямо или косвенно контролируемым дочерним предприятиям Компании в отношении объемов добычи и запасов и другая подобная информация отражает всю долю участия дочерних предприятий в таких объемах, независимо от доли участия в них собственно Компании.

Совместная деятельность - это деятельность, над которой две или более стороны осуществляют совместный контроль. Совместный контроль представляет собой предусмотренное договором распределение контроля над деятельностью, которое существует только тогда, когда решения о соответствующей деятельности требуют единодушного согласия сторон, разделяющих контроль. Совместная деятельность Компании осуществляется в двух формах: совместные предприятия и совместные операции. Совместное предприятие является одним из видов совместной деятельности, при котором стороны, осуществляющие совместный контроль над деятельностью, имеют права на долю в чистых активах совместного предприятия. Совместные операции представляют собой совместную деятельность, при которой стороны, осуществляющие совместный контроль над деятельностью, имеют права на активы и обязательства применительно к ответственности, относящейся к такой деятельности.

Согласно Международному стандарту финансовой отчетности («МСФО») 11, который применяется непосредственно к долям участия в совместных предприятиях и заменяет МСБУ 31, для совместного предприятия, соответствующего определению, данному в МСФО 11, применяется учет по «методу пропорциональной консолидации» или «методу учета по доле участия». Доли участия Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях отражаются в Финансовой отчетности и в Промежуточной финансовой отчетности по методу долевого участия. Согласно методу учета по доле участия консолидированная отчетность Компании о совокупном доходе будет просто включать долю Компании и ее дочерних предприятий в чистой прибыли или убытке совместного предприятия отдельной строкой.

После приобретения совместных операций Компания признает в отношении своей доли участия в таких совместных операциях, включая свою долю в любых совместных активах, активы и обязательства, свою долю в любых совместно приобретенных обязательствах. Компания также признает свою выручку от продажи своей доли продукции, произведенной в результате совместной операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; и свои расходы, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

Ассоциированные компании являются предприятиями, которые находятся под существенным прямым или косвенным влиянием Компании, но не контролируются ею, и в которых Компания, как правило, владеет от 20 до 50 процентов голосующих акций (долей участия, паев и т.п.). Отчетность по инвестициям в ассоциированные компании составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних предприятий в ассоциированных компаниях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных компаний и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Финансовой отчетности и Промежуточной финансовой отчетности.

Если только не указано иное, представленная в настоящем Базовом проспекте информация по объемам добычи и запасов и другая подобная информация по совместным предприятиям Компании или ее дочерних предприятий отражает пропорциональные доли участия Компании и/или соответствующих дочерних предприятий в таких совместных предприятиях. Также, представленная в настоящем Базовом проспекте информация по объемам добычи и запасов и другая подобная информация по ассоциированным компаниям Компании или ее дочерних предприятий отражает пропорциональные доли участия Компании или соответствующих дочерних предприятий в таких ассоциированных компаниях. В определенных разделах настоящего Базового проспекта Компания представила информацию по объемам добычи и запасов и другую аналогичную информацию по Компании и ее дочерним предприятиям и совместной деятельности отдельно от объемов добычи и запасов и другой аналогичной информации по совместным предприятиям, учет по которым осуществляется по методу учета по доле участия, чтобы позволить некоторую корреляцию с финансовым учетом соответствующих организаций.

В настоящем Базовом проспекте **«Запасы категорий А+В+С1»** означают запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как категории А, В и С1; **«Запасы Компании категорий А+В+С1»** означают совместно запасы сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании и ее дочерних предприятий и пропорциональную долю Компании и дочерних предприятий Компании в запасах сырой нефти и газа категорий А+В+С1 их соответствующих совместных предприятий и ассоциированных компаний; а **«добыча Компании»** означает совместно добычу сырой нефти и газа Компании и ее дочерних предприятий и пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в их соответствующих совместных предприятиях и ассоциированных компаниях. См. разделы *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности - Основные факторы, влияющие на результаты Деятельности и ликвидность - Приобретения, прекращенная деятельность, отчуждения и утрата контроля»* и *«Нефтегазовая отрасль в Казахстане - Классификация запасов»*.

См. Примечания 7, 19 и 33 к Финансовой отчетности и Примечания 5 и 15 к Промежуточной финансовой отчетности для дополнительной информации о методике ведения учета, используемой Компанией по своим дочерним предприятиям, совместным предприятиям и ассоциированным компаниям.

Определенная информация по запасам

Компания ведет подсчет своих запасов как на основе PRMS (согласно определению ниже), так и на основе казахстанской методологии. Данные о запасах, приведенные в Базовом проспекте, если не указано иное, взяты из анализов запасов, подготовленных в соответствии с казахстанской методологией инженерно-техническими специалистами Компании:

- **Казахстанская методология:** Компания ведет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая основывается на системе, применявшейся в бывшем Советском Союзе и которая существенно отличается как от (i) признанных на международном уровне стандартов подсчета запасов в соответствии с PRMS, так и от (ii) классификации запасов, разрешенных SEC («стандарты SEC»), особенно в части того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Несмотря на то, что казахстанская методология позволяет включать данные по высокорисковым запасам, относимым к высокорисковым площадям, для показателей по запасам, рассчитываемых на основании казахстанской методологии и включенных в настоящий Базовый проспект, в Компании принято решение включить только данные по запасам категорий А+В+С1.

- **PRMS:** Компания также ведет подсчет своих запасов в соответствии с принятыми на международном уровне стандартами оценки запасов в соответствии с Системой управления углеводородными ресурсами, поддерживаемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа («**PRMS**»). Компания впервые опубликовала данные о запасах в соответствии с PRMS в своем годовом отчете за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, и определенная информация о запасах в соответствии с PRMS включена в настоящий Базовый проспект (см. раздел «*Деятельность - Запасы - PRMS*»).

Размер запасов, рассчитанных с применением казахстанской методологии, может оказаться значительно выше размеров запасов, рассчитанных с применением стандартов PRMS и SEC, поскольку казахстанская методология существенно отличается от них. С 1 января 2010 года стандарты SEC были пересмотрены с тем, чтобы привести их в большее соответствие со стандартами PRMS, включая добровольное раскрытие данных по прогнозным и возможным запасам помимо данных по доказанным запасам. Однако различия остаются: казахстанская методология делает акцент на фактическом физическом наличии углеводородов в геологических формациях, и запасы рассчитываются на основании вероятности такого физического наличия, а система классификации PRMS также делает акцент на физическом наличии углеводородов в геологических формациях, но, кроме того, учитывает экономическую целесообразность извлечения указанных запасов (в том числе такие факторы, как расходы на разведку и бурение, эксплуатационные расходы, расходы на транспортировку, налоги, существующие цены на продукцию и иные факторы, влияющие на рентабельность соответствующего месторождения).

Так как запасы оцениваются на ежегодной основе, на дату настоящего Базового проспекта информация по запасам, помимо информации на 31 декабря 2019 года, отсутствует. См. раздел «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане - Классификация запасов*» для более подробного обсуждения каждой категории запасов, используемых в методологии, используемой Компанией.

Данные по истощению, износу и амортизации, включенные в Финансовую отчетность, подготовлены в соответствии с МСФО на основе оценок запасов согласно стандартам PRMS и взяты из опубликованной аудированной финансовой отчетности ряда конкретных совместных предприятий Компании и ее дочерних предприятий.

Данные по углеводородам

Указания в настоящем Базовом проспекте на «**тонны**» являются указаниями на метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1000 килограммов.

Исключительно в информационных целях, определенные оценки запасов представлены в настоящем Базовом проспекте следующим образом:

- нефть и конденсат в баррелях и баррелях в год. Данные в баррелях пересчитаны из внутренних данных Компании в тоннах с коэффициентом конвертации 7,6 барреля на тонну. Данные в баррелях в сутки получены путем деления данных за год на 365; и
- продукты переработки, включая бутан, пропан, сжиженный нефтяной газ («**СНГ**») и жидкие углеводороды указаны в баррелях. Данные в баррелях пересчитаны из внутренних данных Компании в тоннах с коэффициентом конвертации 7,6 барреля на тонну. Данные в баррелях в сутки получены путем деления данных за год на 365.

Для целей ведения внутреннего учета, информация Компании по добыче, транспортировке и продаже нефти и газового конденсата приводится в тоннах, т.е. в единице измерения, которая используется для определения массы соответствующих углеводородов. Для удобства такая информация представлена в настоящем Базовом проспекте как в тоннах, так и в стандартных 42-галлонных баррелях, пересчитанных из тонн в баррели, как указано выше («**баррель**» или «**барр**»). Фактическое количество баррелей добытой, отгруженной или проданной сырой нефти может отличаться от представленных в настоящем Базовом проспекте данных по сырой нефти в баррелях, так как в тонне более тяжелой сырой нефти баррелей меньше, чем в тонне более легкой сырой нефти. Другие компании могут использовать другие коэффициенты пересчета баррелей в тонны и кубических футов в кубические метры.

Информация третьих лиц в отношении рынка и отрасли, в которых Компания осуществляет свою деятельность

Если не указано иное, приведенные в настоящем Базовом проспекте статистические данные и иная информация о нефтегазовой промышленности в Республике Казахстан («**Казахстан**») получены из документов и иных публикаций, выпущенных Комитетом по статистике Казахстана («**Комитет по статистике**»), Министерством финансов Казахстана, Министерством энергетики Казахстана («**Министерство энергетики**»), Национальным Банком Республики Казахстан («**НБРК**») и из иных общедоступных источников в Казахстане, включая Годовой отчет НБРК, данные Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из сообщений и публикаций в средствах массовой информации, решений и постановлений Правительства Казахстана («**Правительство**») и оценок Компании (составленных на основе знаний и опыта руководства Компании о рынках, в которых Компания осуществляет свою деятельность). Что касается представленных здесь статистических данных, аналогичные данные можно получить из других источников, хотя базовые допущения и методология и, следовательно, полученные в результате данные, могут отличаться от источника к источнику. Соответственно, анализ в настоящем Базовом проспекте любых вопросов, связанных с Казахстаном, является условным, поскольку сохраняется неопределенность в отношении полноты или надежности имеющейся официальной и общедоступной информации. См. раздел «*Факторы риска - Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан - Компания не может гарантировать точность официальной статистики и иных данных, опубликованных государственными органами и используемых в настоящем Базовом проспекте*».

Вышеописанная информация воспроизводится с точностью и, насколько это известно KMG Finance и Компании и насколько они могут установить это на основе информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, в результате чего такая информация могла бы стать недостоверной или вводящей в заблуждение. В случае использования в настоящем Базовом проспекте информации третьих лиц дается ссылка на источник такой информации.

Оценки Компании сделаны на основе информации, полученной от дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, заказчиков, поставщиков, торговых и коммерческих организаций и иных источников на рынках, на которых Компания осуществляет свою деятельность. По мнению Компании, на указанные даты такие оценки являются точными во всех существенных отношениях. Однако, указанная информация может оказаться неточной в силу метода, использованного Компанией при получении некоторых данных для составления таких оценок или в силу того, что указанная информация не всегда может быть проверена с полной достоверностью из-за ограниченного доступа к исходным данным и их недостаточной надежности, произвольного характера процесса сбора данных и других присущих таким данным ограничений и неопределенностей.

Настоящий Базовый проспект содержит рисунки и графики, полученные на основе внутренних данных Компании, а также внутренних данных ее дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний, которые, если не указано иное, не были проверены независимыми сторонами.

Некоторые определения и терминология

В настоящем Базовом проспекте используются определенные термины. Глоссарий часто используемых терминов приведен в Приложении I. Дополнительно в Приложении II указаны единицы измерения и технические термины, использованные в настоящем Базовом проспекте.

Представление Альтернативных показателей оценки

В настоящем Базовом проспекте Группа использует следующую систему показателей в анализе своей деятельности и финансового положения, которые на взгляд Компании являются Альтернативными показателями оценки («**АПО**»), согласно определения в Руководстве ESMA по Альтернативным показателям оценки от 5 октября 2015 года.

Ниже приведена сводная таблица используемых показателей АПО, их определение, основа расчетов и сопоставление таких показателей, а также обоснование включения таких показателей.

Показатель	Определение, метод расчета и сопоставление со строкой финансовой отчетности	Обоснование
ЕВИТ.....	Рассчитывается как прибыль до вычета подоходного налога плюс финансовые затраты.	Показатель оценки
ЕВИТДА.....	Рассчитывается как чистая прибыль плюс износ, истощение и амортизация; финансовые доходы; финансовые затраты; обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке; расходы по уплате подоходного налога.	Показатель оценки
Промежуточная ЕВИТДА за последние 12 месяцев	Промежуточная ЕВИТДА за 12 месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, рассчитывается как ЕВИТДА за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, минус ЕВИТДА за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, плюс ЕВИТДА за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года.	Показатель оценки
Поток свободных денежных средств	Рассчитывается как чистый поток денежных средств от/(используемых в) операционной деятельности минус уменьшение предоплаты за сырую нефть ТШО минус Платежи за основные средства, нематериальные активы, инвестиционное имущество и активы по разведке и оценке плюс доход от Казахстанской облигации (заем, ранее предоставленный Каспийскому трубопроводному консорциуму).	Показатель ликвидности
Задолженность (включая текущие платежи)	Рассчитывается как часть займов, погашаемая в текущем периоде, плюс часть займов, погашаемая в иные периоды.	Показатель ликвидности
Капитализация	Рассчитывается как Задолженность плюс основной капитал.	Показатель ликвидности
Капитальные расходы.....	Рассчитываются как прирост основных средств, активов по разведке и оценке, инвестиционного имущества и нематериальных активов	Показатель оценки
Чистая капитализация	Рассчитывается как Чистая задолженность плюс основной капитал.	Показатель ликвидности
Чистая задолженность	Рассчитывается как Задолженность минус денежные средства и их эквиваленты.	Показатель ликвидности
Чистая задолженность/ЕВИТДА	Рассчитывается как отношение консолидированной Чистой задолженности к ЕВИТДА.	Показатель оценки
Чистая задолженность/Промежуточная ЕВИТДА за последние 12 месяцев.....	Рассчитывается как отношение консолидированной Чистой задолженности к Промежуточной ЕВИТДА за последние 12 месяцев.	Показатель оценки
Чистая задолженность/Чистая капитализация	Рассчитывается как отношение Чистой задолженности к Чистой капитализации.	Показатель ликвидности
Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)	Рассчитываются как сумма денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных банковских депозитов со сроком менее 12 месяцев и долгосрочных банковских депозитов со сроком более 12 месяцев.	Показатель ликвидности
Задолженность/Основной капитал	Рассчитывается как отношение Задолженности к совокупному основному капиталу	Показатель ликвидности
Текущая ликвидность	Рассчитывается как текущие активы по состоянию на 31 декабря соответствующего года, деленные на текущие обязательства	Показатель ликвидности
ЕВИТ/Финансовые затраты	Рассчитывается как отношение ЕВИТ к финансовым затратам	Показатель оценки

Указанные выше АПО включены в настоящий Базовый проспект для лучшего понимания исторических тенденций деятельности Группы и ее финансового состояния. Группа использует АПО в качестве дополнительной информации к своим результатам деятельности или финансовому положению по МСФО. В МСФО нет определения АПО. АПО представлены независимо от МСФО. АПО не являются показателями результатов деятельности и/или ликвидности Группы в соответствии с МСФО и не должны использоваться вместо каких-либо показателей оценки и/или ликвидности согласно МСФО или как их альтернатива. АПО относятся к отчетным периодам, указанным в настоящем Базовом проспекте, и не являются прогнозом будущих результатов. Кроме того, другие компании, включая компании, работающие в одной отрасли с Группой, могут по-другому рассчитывать АПО с таким же названием,

что и АПО Группы. И так как компании по-другому рассчитывают АПО с таким же названием, АПО Группы нельзя сравнивать с АПО с таким же названием других компаний.

Для сопоставления АПО, используемых в настоящем Базовом проспекте, с Финансовой отчетностью, смотрите *«Альтернативные показатели оценки»*.

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ

В настоящем Базовом проспекте, любых дополнениях к нему и любых Окончательных условиях могут содержаться определенные заявления прогнозного характера в значении данного термина, предусмотренном статьей 27А Закона о ценных бумагах и статьей 21Е Закона о фондовых биржах, в отношении (помимо прочего) финансового положения, результатов производственной и коммерческой деятельности Компании, а также в отношении связанных с ними планов, намерений, ожиданий, допущений, целей и убеждений Компании. Эти заявления включают в себя все вопросы, которые не являются историческими фактами и, как правило, но не всегда, могут быть определены использованием таких слов, как «полагает», «ожидает», «ожидается», «предполагает», «намеревается», «оценивает», «должен», «будет», «следует», «может», «вероятно», «планирует» или аналогичных выражений, в том числе производных от них выражений, включая в отрицательной форме, а также аналогичной терминологии.

Потенциальные инвесторы должны быть осведомлены о том, что заявления прогнозного характера не являются гарантиями будущих результатов, а также о том, что фактические результаты деятельности, финансовое положение Компании и развитие отрасли, в которой она осуществляет свою деятельность, могут существенно отличаться от описанных или предложенных в заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Базовом проспекте. Кроме того, даже если результаты деятельности, финансовое положение и коммерческая деятельность Компании, а также развитие отрасли, в которой она осуществляет свою деятельность, соответствуют описанным в заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Базовом проспекте, такие результаты или состояние отрасли могут не отражать результаты деятельности или развитие в последующие периоды.

Факторы, под воздействием которых фактические результаты могут существенно отличаться от ожиданий Компании, указываются в настоящем Базовом проспекте в предупреждающих заявлениях и включают, в числе прочих, следующие факторы:

- колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;
- общие международные и внутренние экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе, цены на сырьевые товары;
- способность Компании разрабатывать, заменять и наращивать свои текущие запасы нефти и газа;
- экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;
- задержки и перерасходы в рамках проектов по разработке и производственной деятельности;
- экологические риски и риски, связанные с устойчивым развитием;
- изменения в постановлениях государственных и регулирующих органов, которые влияют на порядок получения разрешений, а также действия государственных органов, которые могут повлиять на деятельность или планируемое расширение деятельности Компании;
- реализация активов Компании, включая, среди прочего, реализацию в соответствии с планом приватизации Правительства;
- изменения в корпоративной организации Компании, ее дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний;
- производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;

- распространение заразных болезней, в частности Covid-19;
- способность Компании увеличивать рыночную долю ее продуктов и контролировать расходы;
- колебания курса KZT/US\$ и других обменных курсов;
- незапланированные события или происшествия, которые влияют на деятельность или производственные мощности Компании;
- изменения в налоговых требованиях, в том числе изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренное толкование налогового законодательства;
- влияние нестабильности и беспорядков в странах одного с Казахстаном региона, включая, без ограничения, Российскую Федерацию («Россия») и Украину;
- события или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;
- отдача продуктивных пластов, результаты бурения и осуществление планов Компании по расширению добычи нефти и газа;
- неспособность осуществить какие-либо потенциальные приобретения или неспособность приобрести такие доли участия на условиях, предлагаемых Компанией; и
- время совершения будущих действий, их воздействие и иные связанные с ними неопределенности.

Более подробный анализ факторов, которые могут повлиять на будущие результаты деятельности Компании и отрасль, в которой она осуществляет свою деятельность, приводится в разделах настоящего Базового проспекта «*Факторы риска*» и «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности*». С учетом указанных рисков, неопределенностей и допущений, прогнозируемые события, описанные в настоящем Базовом проспекте, могут не наступить.

Ни KMG Finance, ни Компания не принимают на себя никаких обязательств по обновлению или пересмотру каких-либо заявлений прогнозного характера, независимо от появления новой информации, наступления каких-либо событий в будущем или каких-либо иных причин. Все последующие письменные и устные заявления прогнозного характера, касающиеся KMG Finance или Компании, или действующих от их имени лиц, во всей их полноте прямо ограничиваются предупреждающими заявлениями, указанными выше и содержащимися в других частях настоящего Базового проспекта.

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Настоящий Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей Регламента о проспектах эмиссии, а также для предоставления информации в отношении Компании и KMG Finance, которая, в силу особенной природы соответствующего Эмитента, вместе с Компанией и Облигациями, необходима для предоставления инвесторам возможности на основе имеющейся информации осуществить оценку активов и обязательств, финансового состояния, прибыли, убытков и перспектив Эмитента, Компании, а также прав, предоставляемых Облигациями. В случае использования в настоящем Базовом проспекте информации третьих лиц дается ссылка на источник такой информации. Такая информация воспроизводится с точностью и, насколько это известно KMG Finance и Компании и насколько они могут установить это на основе информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, в результате чего такая информация могла бы стать недостоверной или вводящей в заблуждение. KMG Finance и Компания принимают на себя ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем Базовом проспекте. Насколько известно KMG Finance и Компании, информация, содержащаяся в настоящем Базовом проспекте, соответствует фактам, и в Базовом проспекте отсутствуют пробелы, которые могут повлиять на смысл такой информации.

ДОПОЛНЕНИЯ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ

После опубликования настоящего Базового проспекта KMG Finance и Компания вправе подготовить к нему дополнения, утвержденные УФРН в соответствии со статьей 23 Регламента о проспектах эмиссии. Заявления, содержащиеся в любом таком дополнении, насколько применимо (прямо выраженные или подразумеваемые, или какие-либо иные), считаются изменяющими или заменяющими собой заявления, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте. Любые такие изменяемые или заменяемые заявления являются частью настоящего Базового проспекта только при условии, что они изменены или заменены вышеуказанным образом.

В случае возникновения какого-либо существенного нового обстоятельства, существенной ошибки или неточности, которые связаны с включенной в настоящий Базовый проспект информацией и которые могут повлиять на оценку каких-либо Облигаций, KMG Finance и Компания подготовят дополнение к настоящему Базовому проспекту или опубликуют новый Базовый проспект для использования в связи с любым последующим выпуском Облигаций.

Эмитент и Компания вправе заключить соглашение с любым Дилером о том, что какая-либо серия Облигаций может быть выпущена в форме, которая не предусмотрена Условиями выпуска и обращения Облигаций, и в случае такого выпуска при необходимости будет опубликован дополнительный Базовый проспект, в котором будет описано действие соглашения, достигнутого в отношении такой серии Облигаций.

ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ОТСЫЛКИ

Следующие документы, которые были ранее опубликованы и утверждены, поданы или представлены в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг (ныне Управление по финансовому регулированию и надзору) («FCA»), должны быть включены и составляют часть настоящего Базового проспекта, и на протяжении срока действия Программы и (в случае каких-либо Условий выпуска и обращения Облигаций, на которые делается ссылка) до тех пор, пока Облигации, на которые распространяются такие Условия выпуска и обращения Облигаций, остаются непогашенными, с копиями каждого такого документа можно ознакомиться в обычное рабочее время в указанном офисе Платежного агента. Кроме того, эти документы также доступны для бесплатного ознакомления в электронном виде по следующему адресу: <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>.

- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 3 апреля 2018 года (страницы 213-242 включительно), подготовленные Компанией и KMG Finance в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 5 апреля 2017 года (страницы 199-232 включительно), подготовленные Компанией и KMG Finance в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 23 октября 2014 года (страницы 214-247 включительно), подготовленные Компанией и KMG Finance в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 15 апреля 2013 года (стр. 177-210 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 1 ноября 2010 года (стр. 181-213 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой;
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 15 апреля 2010 года (стр. 157-190 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой; и
- Условия выпуска и обращения Облигаций, содержащиеся в предыдущем Базовом проспекте от 18 июня 2008 года (стр. 166-203 включительно), подготовленные KMG Finance и Компанией в связи с Программой.

Не включенные части любого документа, указанного выше, не являются уместными для инвестора либо покрываются в настоящем Базовом проспекте иным образом. Любые документы, включенные посредством отсылки в какой-либо документ, который является включенным посредством отсылки в настоящий Базовый проспект, не составляют часть настоящего Базового проспекта.

ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ

Компания является акционерным обществом, учрежденным в соответствии с законодательством Казахстана, и все ее должностные лица, а также определенные директора и иные лица, упомянутые в настоящем Базовом проспекте, являются резидентами Казахстана. Все или значительная часть активов Компании и большинства таких лиц находятся на территории Казахстана. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов Компании или любому такому лицу за пределами Казахстана, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Казахстана, на основании законов таких юрисдикций в отношении кого-либо из них в судах таких юрисдикций, кроме Казахстана, или (iii) принудительное исполнение судами Казахстана в отношении кого-либо из них судебных решений, вынесенных в каких-либо юрисдикциях, кроме Казахстана, в том числе судебных решений, вынесенных в отношении Облигаций или Договора доверительного управления в судах Англии, а также решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности, содержащихся в федеральных законах США о ценных бумагах.

KMG Finance учрежден в соответствии с законодательством Нидерландов, а его управляющие директора являются резидентами Нидерландов и Казахстана. Значительная часть активов KMG Finance и его управляющих директоров расположена в Нидерландах и Казахстане. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов KMG Finance или любому такому лицу за пределами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от ситуации, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Нидерландов или Казахстана (в зависимости от ситуации) на основании законодательства таких иных юрисдикций, в отношении кого-либо из них судами таких юрисдикций, или (iii) принудительное исполнение в отношении кого-либо из них судами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от ситуации, судебных решений, вынесенных в каких-либо юрисдикциях, кроме Нидерландов или Казахстана, соответственно, в том числе решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности федеральных законов Соединенных Штатах о ценных бумагах. KMG Finance был проинформирован своим юридическим консультантом в Нидерландах (DLA Piper Nederland, N.V.) о том, что в настоящее время между Нидерландами и Соединенными Штатами отсутствует соглашение, предусматривающее взаимное признание и исполнение судебных решений (помимо арбитражных решений) по гражданским и коммерческим делам.

Таким образом, решение по выплате денежных средств, вынесенное любым федеральным судом или судом штата в Соединенных Штатах, не будет признано и не будет приведено в исполнение судами Нидерландов. Однако если лицо, добившись окончательного и неопровержимого решения о выплате денежных средств в федеральном суде или суде штата в Соединенных Штатах, подаст иск в суд надлежащей юрисдикции в Нидерландах, суд Нидерландов придаст такому решению федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах обязательный характер, если суд установит, что решение федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах основано на международно-признанных нормах, если были соблюдены соответствующие процессуальные нормы и если решение, принятое иностранным судом, не противоречит интересам Нидерландов.

Соответственно, окончательное решение по выплате денежных средств, вынесенное любым федеральным судом или судом штата в Соединенных Штатах на основании гражданско-правовой ответственности, независимо от того, вынесено ли оно исключительно на основании федеральных законов США о ценных бумагах или нет, не подлежит непосредственному принудительному исполнению в Нидерландах. Тем не менее, в случае подачи нового иска в компетентный суд в Нидерландах стороной, в пользу которой вынесено такое окончательное решение, такая сторона вправе предоставить в голландский суд окончательное судебное решение, которое было вынесено в Соединенных Штатах. Если голландский суд придет к заключению, что компетенция федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах определяется на основании признанных на международном уровне принципов с соблюдением надлежащих юридических процедур, то голландский суд в принципе определит, что окончательное решение, вынесенное в Соединенных Штатах, имеет обязательную юридическую силу, при условии, однако, что оно не противоречит национальным интересам Нидерландов. Приведение в исполнение решений, вынесенных любым федеральным судом или судом штата в США, в голландском суде осуществляется с применением правил гражданского судопроизводства Нидерландов.

Облигации и Договор доверительного управления регулируются правом Англии. В отношении Облигаций и в Договоре доверительного управления между KMG Finance и Компанией достигнуто соглашение о том, что возникающие в связи с ними споры подлежат неисключительной юрисдикции английских судов или, по решению Доверительного управляющего, арбитражного суда в Лондоне. См. Условие 22(b) «Условий выпуска Облигаций». Гражданский процессуальный кодекс Казахстана, который вступил в силу 1 января 2016 года, предусматривает, что суды Казахстана признают и приводят в исполнение решения иностранных судов, только если признание и приведение в исполнение таких решений предусмотрено законодательством и/или международным договором, либо на основе взаимности. Казахстан не является стороной каких-либо многосторонних или двухсторонних соглашений с Соединенным Королевством (или большинством западных юрисдикций) в отношении взаимного исполнения судебных решений, и соответственно существует риск того, что решение, полученное в суде Англии, может быть не исполнено в судах Казахстана. И Казахстан, и Соединенное Королевство, однако, являются сторонами Нью-Йоркской конвенции о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений 1958 года («**Конвенция**»), и соответственно арбитражные решения, вынесенные в соответствии с Конвенцией, как правило, должны признаваться и приводиться в исполнение в Казахстане, при условии соблюдения предусмотренных в Конвенции требований по приведению их в исполнение. Гражданский процессуальный кодекс Казахстана устанавливает процедуру приведения в исполнение решений иностранных арбитражных судов.

8 апреля 2016 года Президент Казахстана подписал Закон «Об арбитраже» (№488-V от 8 апреля 2016 года) («**Закон об арбитраже**»). Преамбула Закона об арбитраже, а также другие положения Закона об арбитраже подразумевают, что Закон об арбитраже применим только к разрешению споров в Казахстане (т.е., в отношении арбитражей, находящихся в Казахстане). В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже предусмотрено: «настоящий закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе деятельности арбитража на территории Республики Казахстан, а также порядок и условия признания и приведения в исполнение в Казахстане арбитражных решений ...»

Однако, в Законе об арбитраже имеется ряд положений, которые могут повлиять (как описано ниже) на положения об арбитраже, предусмотренные в Условиях выпуска облигаций и в Договоре доверительного управления. В частности, Закон об арбитраже не содержит четкого различия между местным и иностранным арбитражем. А именно:

- Пункт 8 статьи 8 Закона об арбитраже ограничивает подведомственность арбитражу споров с участием квазигосударственных компаний. Как Компания, так и KMG Finance попадают под определение квазигосударственной компании. Пунктом 8 статьи 8 Закона об арбитраже предусмотрено, что спор между двумя квазигосударственными компаниями не подведомственен арбитражу. Несмотря на отсутствие устоявшейся практики относительно применения пункта 8 статьи 8 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что данное требование применяется, только если две или более квазигосударственные компании вовлечены в спор в качестве противоположных процессуальных сторон. Соответственно, пункт 8 статьи 8 не применим, если две или более квазигосударственные компании не являются противоположными процессуальными сторонами спора, что будет иметь место в отношении Облигаций и Договора доверительного управления.
- Пункт 10 статьи 8 Закона об арбитраже предусматривает необходимость получения компаниями, контролируруемыми государством, согласия Компетентного органа в соответствующей отрасли для заключения арбитражного соглашения. Как Компания, так и KMG Finance подпадают под определение термина «компания, контролируемая государством». Несмотря на отсутствие устоявшейся практики по применению пункта 10 статьи 8 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что Закон об арбитраже не регулирует порядок проведения арбитражных разбирательств за пределами Казахстана и что, соответственно, ни Компании, ни KMG Finance не требуется согласие Компетентного органа (как определено ниже) для заключения арбитражных соглашений по Облигациям и Договору доверительного управления.

Принимая во внимание тот факт, что Закон об арбитраже не был протестирован на практике, нельзя быть уверенным, что суды Казахстана поддержат приведенное выше толкование Закона об арбитраже и что решения, вынесенные против Компании и/или KMG Finance арбитражем в Лондоне по законам Англии, будут приведены в исполнение в Казахстане. См. раздел «*Факторы риска - Факторы риска*,

связанные с Облигациями - Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Гаранта и его руководства за пределами Казахстана, может оказаться проблематичным».

В феврале 2010 года Парламент Казахстана («**Парламент**») принял Закон, предоставляющий определенный иммунитет государственным органам в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя такие компании, как Компания, не считаются государственными органами и потому не имеют такого иммунитета, арбитражные решения и решения иностранных судов в отношении Компании, в том числе в отношении выпуска Облигаций в рамках Программы, могут быть не признаны и не приведены в исполнение, как затрагивающие интересы Государства. Несмотря на данные опасения, согласно Договору доверительного управления, Компания отказалась (в той степени, в которой это допускается применимым законодательством) от любого иммунитета, которым она может быть наделена в отношении Облигаций или Гарантии. Однако, нет никаких гарантий того, что казахстанский суд приведет в исполнение такие положения.

Кроме того, некоторые из активов, принадлежащих Компании или ее дочерним предприятиям, а также некоторые акции (доли участия, паи и т.п.) в дочерних предприятиях Компании считаются стратегическими объектами Республики Казахстан. Казахское законодательство предусматривает, что Государство имеет приоритетное право на приобретение стратегических объектов в случае их отчуждения (будь то в результате продажи, банкротства или конкурсного производства).

СОДЕРЖАНИЕ

ФАКТОРЫ РИСКА.....	2
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	43
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ.....	54
KMG FINANCE	55
ОТОБРАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	57
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ	61
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	66
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	124
ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	174
РУКОВОДСТВО.....	180
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ	190
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ	200
НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ В КАЗАХСТАНЕ	259
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ	270
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ.....	290
ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ	307
ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПЕРЕДАЧУ	315
ПОДПИСКА И ПРОДАЖА.....	320
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	324
ПРИЛОЖЕНИЕ I - ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ.....	326
ПРИЛОЖЕНИЕ II - ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ	332
ИНДЕКС ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	1

ФАКТОРЫ РИСКА

По мнению KMG Finance и Компании, следующие факторы могут повлиять на способность KMG Finance и Компании исполнить свои обязанности по Облигациям и по Гарантии, в зависимости от ситуации.

Ниже также описываются факторы, которые являются существенными для целей оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями. В случае материализации какого-либо из описанных ниже рисков существенное неблагоприятное воздействие может быть оказано на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании, а также на способность Компании выплачивать причитающиеся суммы по Облигациям. В таком случае может произойти снижение рыночной цены Облигаций или Эмитент может оказаться не в состоянии выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы ПО каким-либо Облигациям или в связи с ними, Компания может оказаться не в состоянии выполнить свои обязательства по Гарантии, если применимо, и инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций. К тому же, возможно, что на момент выпуска и в последующие периоды будет отсутствовать устоявшийся вторичный рынок для Облигаций. Если такой рынок будет сформирован, он может иметь низкую ликвидность. Таким образом, инвесторы могут оказаться не в состоянии продать свои Облигации или продать их по ценам, которые бы обеспечили доход, сравнимый с доходом от аналогичных инвестиций в ценные бумаги, которые имеют устоявшийся вторичный рынок.

По мнению KMG Finance и Компании, следующие описанные факторы представляют собой основные риски, присущие при инвестировании в Облигации, выпускаемые в рамках Программы, однако неспособность соответствующего Эмитента или Компании (в зависимости от ситуации) выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы по любым Облигациям или в связи с ними или исполнить другие свои обязательства по любым Облигациям или Гарантии, если применимо, может быть обусловлена другими причинами, которые могут не рассматриваться KMG Finance и Компанией в качестве существенных рисков на основе имеющейся у них в данный момент информации или по причинам, которые они на текущий момент не могут предвидеть или на текущий момент не считают уместными. До принятия инвестиционного решения потенциальные инвесторы также должны изучить подробную информацию, изложенную в других разделах Базового проспекта и составить свое собственное мнение.

Факторы риска, связанные с отраслью, в которой Компания осуществляет деятельность

Выручка и чистая прибыль Компании существенно изменяются в связи с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества не зависящих от Компании факторов.

Продажа сырой нефти является самым крупным источником выручки Компании, и цены на сырую нефть и выручка, получаемая Компанией от продажи сырой нефти, зависят от множества независящих от Компании факторов, в том числе от:

- предложения и спроса на глобальных и региональных рынках, и ожиданий в отношении будущего предложения и спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- влияния экономических условий на клиентов Компании, включая любое сокращение спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- глобальных и региональных социально-экономических и политических условий и развития военных действий, государственной политики и государственного влияния, особенно в странах одного с Казахстаном региона (включая, без ограничения, Россию), а также на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;
- погодных условий, стихийных бедствий, событий, угрожающих здоровью населения, и глобальных пандемий, в частности вспышки нового коронавируса в 2019 году («Covid-19»);
- доступа к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов;

- стоимости и возможности закупа альтернативных видов топлива;
- способности членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК») (Казахстан не является ее членом и его влияние в рамках данной организации ограничено) и других стран-производителей сырой нефти устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;
- государственного регулирования и действий, в том числе от экспортных ограничений, стандартов состава сырой нефти и нефтепродуктов и налогов в Казахстане и других странах; и
- неопределенности рынка и спекулятивной деятельности.

Мировые цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными и характеризуются значительными колебаниями, которые обусловлены мировым балансом предложения и спроса, который полностью находится вне контроля Компании. Кроме того, определенная геополитическая деятельность, включая региональные конфликты и напряженность на Ближнем Востоке, также ранее влияли на цены на нефть. Например, в первом квартале 2020 года мировые цены на сырую нефть значительно снизились в связи с ценовой войной и продажей сырой нефти по сниженным ценам после того, как ОПЕК не удалось заключить сделку со своими партнерами (во главе с Россией) о сокращении добычи нефти. В связи с этим Компания снизила уровень добычи в первой половине 2020 года.

Согласно статистике, опубликованной Управлением информации по энергетике США («УИЭ»), средняя месячная спотовая цена на сырую нефть марки Brent составила 39,89 долларов США за барр. в первые шесть месяцев 2020 года (колеблясь от наибольшей месячной цены 64,65 долларов США за барр. в январе 2020 года до наименьшей месячной цены 18,38 долларов США за барр. в апреле 2020 года). Также в апреле 2020 года цена на определенный тип сырой нефти временно упала ниже 0 долларов США. На момент составления Базового проспекта цена на сырую нефть остается значительно ниже тех рекордно высоких среднемесячных цен в 132,72 долларов США за барр., зафиксированных в июле 2008 года. По состоянию на 14 сентября 2020 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 38,57 долларов США за барр., согласно данным Управления информации по энергетике США. Главным образом в результате низких цен на сырую нефть в первой половине 2020 года, прибыль Компании до уплаты подоходного налога снизилась на 93,2 процента по сравнению с аналогичным периодом предшествующего года (52,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 765,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года).

Доходность Компании от продажи сырой нефти в большей степени определяется разницей между доходом, полученным от добываемой Компанией сырой нефти, и ее операционными расходами, а также расходами, связанными с транспортировкой и продажей сырой нефти Компании. Хозяйственная деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании во многом зависят от преобладающих цен на нефть. Исторически сложилось так, что высокие цены на нефть оказали значительное положительное влияние на хозяйственную деятельность Компании, в то время как снижение цен на нефть привело к снижению и может продолжать снижать объемы добычи сырой нефти, которые являются экономически выгодными для Компании, включая, в частности, путем нежелательного воздействия на эффективность уровня добычи определенных скважин или планируемых или осуществляемых проектов, если затраты на добычу будут превышать ожидаемый доход от такой добычи.

Компания не может гарантировать, что цены за баррель сырой нефти, не опустятся еще ниже, повысятся или останутся на том же уровне в будущем. Любое снижение (даже относительно незначительное) цен на сырую нефть или любое сокращение общих объемов добычи Компании может привести к уменьшению выручки и чистой прибыли, ухудшить возможности Компании по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождений Компании, и оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. В частности, если цена за баррель опустится ниже определенных заложенных в бюджете

сумм и будет оставаться на таком уровне в течение продолжительного времени, Компания может быть вынуждена пересмотреть распределение своего капитала и может не выполнить планы добычи или отказаться от продолжения определенных разведывательных проектов.

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

Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой и требует капитальных затрат, связанных с техническим обслуживанием, разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства. Хотя капитальные затраты на проекты совместных предприятий Компании финансируются на уровне соответствующего совместного предприятия, некоторые из этих совместных предприятий могут потребовать вливаний капитала, если цена на нефть опустится ниже заложенных в бюджет значений. Кроме того, исторически Компания несла значительные капитальные затраты в отношении полностью принадлежащих ей активов и осуществляла в них значительные инвестиции, главным образом в связи с ее программой модернизации нефтеперерабатывающих мощностей, которая была завершена в 2019 году и стоимость которой составила приблизительно 1,5 трлн тенге. В связи с данной программой Компания завершила ряд проектов, включая строительство трех новых компрессорных станций на газопроводе Бейнеу – Бозой – Шымкент для экспорта в Китай в 2018 и 2019 гг. (при этом работа над четвертой новой компрессорной станцией продолжается, и ее завершение запланировано на 2023 год), проекты модернизации Атырауского НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ в Восточном Казахстане в 2017 году, а также дополнительные работы по модернизации в рамках проектов с ее совместными предприятиями, в том числе на Кашаганском месторождении, Карачаганакском месторождении, Тенгизском месторождении и Азиатском газопроводе. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Общие капитальные затраты». В настоящее время Компания ожидает, что большая часть обязательств по капитальным затратам в краткосрочной и среднесрочной перспективе будет связана с проектами, направленными на поддержание текущего уровня добычи на существующих месторождениях. Однако Компания в будущем может участвовать в других капиталоемких проектах. Если Компания не сможет привлечь необходимое финансирование от «Самрук-Казына», Правительства, международных или местных банков, либо на рынках капитала, она может быть вынуждена сократить запланированные капитальные затраты или урезать, отложить или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на способность Компании расширять свою деятельность, а если сокращение или урезание будет достаточно значительным – может оказать неблагоприятное воздействие на ее способность поддерживать добычу или иную хозяйственную деятельность на текущем уровне.

Нефтегазовая отрасль в целом и компания в частности могут пострадать от задержек и перерасходов при реализации проектов по разработке и осуществлению иной хозяйственной деятельности.

Как и у других нефтегазовых компаний, хозяйственная деятельность Компании связана с разработкой и эксплуатацией сложных проектов, которые сопряжены с различными рисками. В рамках проектов Компании ранее имели место и могут иметь место в будущем сбои в работе оборудования, сокращения объемов разработки, прекращения работы, задержки и перерасходы средств.

Например, совместное предприятие компании ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО») (партнерами по совместному предприятию являются Chevron Overseas Company, ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. and LukArco B.V.) столкнулось с перерасходами и задержками при реализации проекта расширения для будущего роста и проекта управления устьевым давлением на Тенгизском месторождении в западном Казахстане. Хотя первоначально ТШО официально заявило, что стоимость проектов составит до 36,8 млрд долларов США, в 2019 году оно объявило, что, согласно его ожиданиям, стоимость проектов составит до 46,5 млрд долларов США (включая резерв на покрытие чрезвычайных расходов в размере 1,3 млрд долларов США). ТШО также объявило, что проекты планируется завершить в 2023 году, а не в 2022 году, как первоначально предполагалось. ТШО официально сообщило, что оно будет реализовывать проекты в соответствии с новым

бюджетом и сроками и рассчитывает, что перерасход будет финансироваться за счет его собственных денежных потоков, а также (в той мере, в которой это будет необходимо) за счет внешнего финансирования без права регресса. Однако дальнейшие перерасходы и задержки могут оказать влияние на выплату дивидендов ТШО своим акционерам, в том числе Компании, или задержать выплату таких дивидендов. См. раздел «Деятельность - Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний - ТШО - Проекты по расширению месторождения Тенгиз».

Кроме того, КСКП, доля в котором принадлежит Компании через KMG Kashagan B.V., столкнулся с задержкой начала коммерческой добычи в 2012 году и приостановил добычу в октябре 2013 года после выявления утечек. В связи с соответствующими работами по замене труб и задержкой начала коммерческой добычи КСКП увеличил общие капитальные затраты на первый этап Северо-Каспийского проекта с 38,7 млрд долларов США до 45,6 млрд долларов США, а позднее увеличил их до 54,4 млрд долларов США.

Другие сбои в работе оборудования, сокращения объемов разработки, задержки и перерасходы, которые оказывают существенное воздействие на хозяйственную деятельность Группы или ее партнеров по совместным предприятиям, могут повлиять на добычу или на объемы нефти и газа, которые Компания может транспортировать или перерабатывать, и могут потребовать от Компании предоставить дополнительный капитал, а также могут повлиять на способность Компании составлять точный бюджет, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение и результаты операций Компании.

Хозяйственная деятельность Группы сопряжена с экологическими рисками, и Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство, которое может продолжаться и меняться

Хозяйственная деятельность Компании сопряжена с экологическими рисками, присутствующими практически во всех аспектах ее деятельности, включая разведку, добычу, транспортировку и переработку нефти и газа. Существуют проблемы в части охраны окружающей среды на участках, где осуществляется или ранее осуществлялась хозяйственная деятельность, вызванные действиями дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании и их предшественников. Основные природоохранные обязательства Компании возникли в связи с загрязнением почвы, сжиганием попутного газа, сбросом сточных вод и разливами нефти.

В отношении Компании действует природоохранное регулирование в Казахстане и Евразийском экономическом союзе России, Беларуси, Казахстана, Армении и Кыргызстана («ЕЭС»). Например, в ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение в соответствии с Рамочной конвенцией Организации Объединенных Наций об изменении климата («Парижское соглашение»). Определенным на национальном уровне планируемым вкладом Казахстана по Парижскому соглашению является уменьшение выбросов парниковых газов страны как минимум на 15 процентов по сравнению с уровнем 1990 года или на 25 процентов (с учетом определенных условий) к 2030 году.

30 декабря 2019 года Правительство Казахстана одобрило проект нового экологического кодекса («**Экологический кодекс 2020 года**»). Проект Экологического кодекса и Закон еще не были приняты Парламентом на дату настоящего Базового проспекта. Встречи соответствующих рабочих групп в Парламенте Республики Казахстан были приостановлены на длительный срок в связи с карантином и чрезвычайным положением на время пандемии Covid-19, хотя и возобновились с сентября 2020 года.

Экологический кодекс 2020 года направлен на компании, на долю которых приходится основная часть загрязнения, включая компании в нефтегазовом секторе, и наложит на такие компании штрафы, которые будут постепенно увеличены до значительных размеров. Экологический кодекс 2020 года потребует от некоторых предприятий перехода к «передовым технологиям» с 2025 года, в том числе от двух нефтеперерабатывающих заводов Группы (Атырауского НПЗ и Павлодарского НПЗ) и двух совместных предприятий Группы (Казахойл Актобе и ПетроКазахстан Ойл Продактс). Остальным казахстанским компаниям, в том числе остальным дочерним предприятиям, совместным предприятиям и ассоциированным компаниям Группы, будет предоставлен срок до

2031 года для перехода к «передовым технологиям». Компания ожидает, что данные инновации потребуют значительных финансовых вложений, и начала работу по проведению комплексных технологических проверок для понимания текущего состояния производственных мощностей. Экологический кодекс 2020 года потребует от Компании внедрения определенных изменений в порядок деятельности и осуществления определенных инвестиций для обеспечения соблюдения законодательства, а если проведенная в отношении Группы проверка выявит какие-либо нарушения Экологического кодекса 2020 года с ее стороны, это может повлечь наложение значительных штрафов, каждый из которых, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельности, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании. Кроме того, поскольку Экологический кодекс 2020 года еще не был официально принят Парламентом на дату настоящего Базового проспекта, нельзя гарантировать, что в данное законодательство не будут внесены дополнительные изменения, которые могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на Компанию.

Нельзя гарантировать, что Казахстан или ЕЭС не наложат на компанию дополнительные, более строгие природоохранные ограничения. Соблюдение таких природоохранных ограничений может потребовать значительных затрат, а также может потребовать от Компании принятия новых мер в связи с хранением, подготовкой, транспортировкой, обработкой и утилизацией опасных материалов и отходов, а также в связи с устранением любого загрязнения.

Расходы на соблюдение природоохранного законодательства в будущем и потенциальная ответственность в отношении любого вреда окружающей среде, которые может быть причинен или был причинен Компанией, могут иметь существенные размеры. Кроме того, на Компанию могут оказать неблагоприятное воздействие будущие требования и штрафы, возлагаемые на дочерние предприятия, совместные предприятия или ассоциированные компании Компании природоохранными органами, включая возможное приостановление действия или отзыв одной или нескольких лицензий на недропользование и одного или нескольких природоохранных разрешений, выданных Компании. Например, в 2018 году Эмбаунайгаз, дочернее предприятие Компании, было оштрафовано Департаментом экологии по Атырауской области в связи с выбросами и сжиганием газа без разрешения на сумму 34,2 млрд тенге, включая налоги (89,8 млн долларов США). Хотя Компания создала резервы на выполнение обязательств по устранению вреда, причиненного окружающей среде, если какие-либо резервы, предусмотренные отчетностью Компании в связи с расходами на выполнение обязательств по устранению вреда, причиненного окружающей среде, окажутся недостаточными, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Хотя Компания обязана соблюдать в полном объеме применимое природоохранное законодательство, она не может (учитывая изменчивый характер норм природоохранного законодательства) гарантировать, что она будет соблюдать его в любой момент времени. Любое несоблюдение таких природоохранных требований может привести к тому, что на Компанию, среди прочего, будет возложена гражданско-правовая ответственность и штрафы, а также что ее соответствующая деятельность будет прекращена на временной или постоянной основе. Любое наложение природоохранных штрафов, увеличение расходов, связанных с соблюдением законодательства, или приостановление действия или отзыв лицензий или договоров может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Опасения, связанные с изменением и устойчивостью климата, и последствия изменения климата могут потребовать от Компании несения расходов или инвестирования дополнительного капитала, могут сократить глобальный спрос на нефть и газ и негативно повлиять на способность Компании получать финансирование

Опасения, связанные с изменением и устойчивостью климата, выраженные в настроениях общественности, настроениях инвесторов, государственной политике, законодательстве, международных договорах и соглашениях и иных действиях, могут сократить глобальный спрос на сырую нефть и способствовать переходу к горючему топливу с меньшей интенсивностью выбросов углерода или к альтернативным источникам энергии. Компания может быть вынуждена понести

расходы, инвестировать дополнительный капитал или внести изменения в порядок осуществления своей деятельности с учетом последствий изменения климата. Например, с 2018 года Компания начала раскрывать информацию о своих выбросах парниковых газов.

В частности, усиление давления на правительства в связи с сокращением выбросов парниковых газов повлекло различные действия, направленные на сокращение использования горючего топлива, включая, помимо прочего, установление предельных допустимых показателей выбросов углерода, введение режимов торговли, налогов на выбросы углерода, повышение стандартов энергоэффективности, стимулирование использования возобновляемых источников энергии и иных альтернативных источников энергии и введение требований об их использовании. См. также раздел «- Деятельность Группы, осуществляемая в обычном порядке, влечет применение к Группе законодательства об охране окружающей среды, охране здоровья и безопасности труда, которое может продолжаться и изменяться». Опасения, связанные с изменением климата, и последствия изменения климата, которые существуют в настоящее время или могут возникнуть в будущем, а также соответствующие нормы законодательства, международные договоры, протоколы, политики и иные обстоятельства могут изменить спрос в пользу других видов топлива, сократить спрос на продукцию Компании и оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение и результаты операций Компании.

Кроме того, на настроения инвесторов в отношении инвестирования в нефтегазовые компании может негативно повлиять тот факт, что в последнее время внимание общественности и правительств сосредоточено на изменении климата. Например, Всемирный банк объявил о своих планах прекратить финансирование проектов по разведке и добыче нефти и газа с 2019 года, кроме как в исключительных случаях. Некоторые другие финансовые учреждения, фонды, управляющие компании и инвесторы, включая, например, управляющую компанию Blackrock, также рассматривают возможность или уже начали сокращение своего участия в определенных проектах, связанных с горючим топливом, и свертывание своих инвестиций в компании, осуществляющие деятельность с горючим топливом, которые не соблюдают Парижское соглашение.

Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

Ряд продуктивных месторождений являются выработанными, и Компания может быть не в состоянии успешно разрабатывать, заменять и наращивать свои текущие нефтегазовые запасы.

Портфель КМГ состоит в основном из выработанных месторождений, в связи с чем в рамках долгосрочной стратегии по поддержанию стабильного уровня добычи приоритетную роль играет разведка. Это требует безупречного выполнения работ и соблюдения порядка деятельности, поиска решений по восполнению ресурсов и освоения новых запасов и вывода их на рынок как на новых, так и на выработанных месторождениях на основе результатов дальнейшей деятельности по разведке. На дату настоящего Базового проспекта около 80 процентов общего объема добычи нефти на операционных активах Компании поступает с семи ключевых месторождений: Узень и Карамандыбас (АО «Озенмунайгаз»), Каламкас и Жетыбай (АО «Мангистаумунайгаз»), С. Нуржанов и Восточный Молдабек (АО «Эмбамунайгаз») и Каражанбас (АО «Каражанбасмунай»). Компания начала реализацию проектов, направленных на поддержание уровня добычи, включая различные проекты разработки и реабилитации месторождений, в том числе бурение новых скважин, капитальный ремонт скважин и внедрение технологий стимуляции скважин и добычи нефти усовершенствованными вторичными методами. Такие действия обычно включают в себя значительные уровни капитальных затрат на новые технологии и альтернативные методы извлечения запасов из таких месторождений. В отношении определенных месторождений Правительство предоставляет налоговые льготы для реализации таких проектов, чтобы такие месторождения стали более прибыльными. В 2019 году такая налоговая льгота была предоставлена АО «Озенмунайгаз» в форме снижения ставки налога на добычу полезных ископаемых из некоторых его горизонтов с 13% до 2,6%. Данная налоговая льгота была предоставлена на временной основе, и если Группа будет осуществлять свою деятельность экономичным образом после прекращения действия данной налоговой льготы, это может негативно повлиять на прибыльность соответствующих месторождений.

Компания также планирует увеличить общий уровень добычи путем замены запасов в результате открытия новых месторождений в долгосрочной перспективе и новых приобретений продуктивных нефтяных и газовых месторождений. Проект Государственной программы геологоразведочных работ на 2021-2025 гг. был рассмотрен Правительством в первой половине 2020 года в связи с оптимизацией расходов в 2020 году в результате Covid-19 и содержит ряд мер по усовершенствованию законодательства, привлечению инвестиций за счет предложения налоговых льгот и упрощения регулирования недропользования. Однако в рамках программы Компании по разведке сырой нефти и газа некоторые скважины могут оказаться непродуктивными или эксплуатация некоторых скважин может оказаться экономически нецелесообразной. От Компании может потребоваться сократить, отложить или отменить какие-либо из ее буровых работ вследствие различных факторов, включая непредвиденные условия бурения, давления или неоднородности геологической толщи, сбой в работе или поломки оборудования, аварии, преждевременное истощение коллектора, открытые выбросы, неконтролируемые притоки нефти, природного газа или скважинных флюидов, загрязнение и иные экологические риски, неблагоприятные погодные условия, соблюдение требований государственных органов, ограничения, связанные с пандемией Covid-19, а также отсутствие или задержки в предоставлении буровых установок и поставок оборудования. Экономическая целесообразность такой деятельности также зависит от минимальной цены за баррель сырой нефти, достаточной, чтобы позволить Компании продолжить осуществлять свои операции, капитальные затраты и разведывательные проекты в соответствии со своим бюджетом. См. раздел *«Выручка и чистая прибыль Компании существенно изменяются в связи с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества не зависящих от Компании факторов»*.

Нельзя гарантировать, что такая деятельность даст желаемые результаты, особенно в сложных с географической и технической точки зрения районах. Любая неспособность Компании осуществлять указанную деятельность в полном объеме, частично или экономичным образом может привести к снижению добычи или прибыльности добычи, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Группа имеет сложную структуру собственности и корпоративную структуру, в значительной мере зависит от дивидендов, выплачиваемых ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, и не всегда контролирует решения, принимаемые ее дочерними предприятиями.

Хотя за последнее время Группа упростила свою структуру посредством интеграции и уменьшения количества уровней руководства, она по-прежнему имеет сложную структуру, состоящую из многочисленных дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний, многие из которых имеют существенное значение для деятельности Группы. Сама Компания имеет ограниченный прямой доступ к денежным потокам и в значительной мере зависит от дивидендов, выплачиваемых ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями. Хотя Компания утверждает бюджет и бизнес-план каждого из своих дочерних предприятий, дочерние предприятия Компании в конечном счете выступают в качестве самостоятельных компаний, которыми управляют их советы директоров (включающие независимых неисполнительных директоров) и которые контролируют свои банковские счета. Хотя Компания достигла положительных свободных денежных потоков в 2019 году (до учета погашения задолженности) за счет осуществленных ею изменений корпоративной структуры, она может быть не в состоянии контролировать сроки и суммы выплат дивидендов со стороны некоторых компаний и, соответственно, может нести риски, связанные с выплатой Компании денежных средств в форме дивидендов в будущем. Если Компания не получит дивиденды в соответствии со своими ожиданиями, это может оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания имеет значительные доли в совместных предприятиях, в которых ее доля не является контролирующей.

Компания напрямую или через свои дочерние предприятия является участником нескольких совместных предприятий, причем некоторые из них приносят значительную часть текущей и

потенциальной чистой прибыли Компании. В будущем Компания для целей осуществления своей деятельности может стать участником других совместных предприятий. В число таких совместных предприятий и связанных лиц входят, помимо прочих, ТШО, ТОО «КазРосГаз» («КазРосГаз»), консорциум «Северо-Каспийский проект» («КСКП»), ТОО «СП Казгермунай» («Казгермунай»), АО «Мангистаумайгаз» («ММГ») и Karachaganak Petroleum Operating B.V. («КРО»), консорциум, действующий в соответствии с соглашением о совместной деятельности, доля Компании в котором (через ее 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак») составляет 10,0 процентов.

Многие проекты с совместными предприятиями являются долгосрочными, и доли различных участников консорциума могут изменяться в течение срока проекта, что приводит к конкуренции коммерческих стратегий и приоритетов. Компания не может полностью контролировать деятельность или активы указанных компаний, а также не может в одностороннем порядке принимать основные решения в отношении таких компаний. Отсутствие контроля ограничивает способность Компании обеспечивать совершение указанными компаниями действий, которые отвечают или могут отвечать интересам Компании, или, в определенных случаях, отказ от совершения ими действий, которые оказывают или могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на интересы Компании.

Несмотря на то, что подавляющее большинство партнеров Компании по совместным предприятиям являются крупными международными или ведущими национальными компаниями, Компания также несет их кредитный риск. Многие из указанных проектов являются капиталоемкими и требуют значительных инвестиций от партнеров для финансирования первоначальных расходов по проекту и любых перерасходов. Если один из партнеров не может или отказывается финансировать свою долю в таких инвестициях, совместное предприятие может оказаться не в состоянии завершить проект в срок и в рамках бюджета или вообще не в состоянии завершить проект. Кроме того, если в отношении одного из партнеров Компании по совместному предприятию наступает случай несостоятельности, это может привести к ликвидации инвестиции данного партнера в проект, что, в свою очередь, может неблагоприятно повлиять на деятельность совместного предприятия. Помимо этого, Компания, как правило, не может контролировать стандарты и деятельность своих партнеров по совместным предприятиям и соблюдение ими законодательства. Компанию может затронуть любой существенный ущерб, нанесенный деловой репутации партнера по совместному предприятию, который, в свою очередь, может неблагоприятно повлиять на репутацию самой Компании и/или привести к судебным разбирательствам и/или к возникновению регуляторных рисков.

Хотя отношения между Компанией и ее партнерами по совместным предприятиям складываются в целом хорошо и руководство Компании не ожидает никакого ухудшения в отношениях со своими партнерами по совместным предприятиям, Компания не может быть уверена в том, что отношения останутся такими и в будущем. Любое ухудшение отношений Компании с ее партнерами по совместным предприятиям или ухудшение отношений Правительства с правительствами стран таких партнеров по совместным предприятиям (в частности, с правительствами Китая или России) может оказать существенное неблагоприятное воздействие на соответствующие совместные предприятия и, как следствие, на деятельность Компании.

Компания провела и рассматривает возможность дальнейших внутренних реорганизаций.

Компания реорганизовала некоторые аспекты своей корпоративной структуры, в частности, в целях повышения эффективности и снижения затрат. Для подобных видов реорганизации потребовалось и может потребоваться в дальнейшем использование значительных внутренних ресурсов и внимание со стороны руководства Компании, которые могли бы быть в иных случаях использованы для решения других вопросов и реализации других проектов. Не может быть никаких гарантий того, что любая дальнейшая реорганизация в случае ее осуществления окажется успешной в повышении эффективности или снижении затрат, или не столкнется с другими препятствиями, которые Компания пока не предвидит. Неспособность удачно осуществить любую такую реорганизацию может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Выручка Компании от транспортировки природного газа в значительной степени зависит от объемов природного газа, транспортируемых ПАО «Газпром», которые, в свою очередь, зависят от мирового спроса на природный газ, цен на природный газ и некоторых других факторов, не контролируемых Компанией.

Хотя Компания приложила усилия для расширения своей клиентской базы, АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА») - газотранспортное дочернее предприятие Компании - в значительной степени зависит от объемов природного газа, транспортируемых им по казахстанской системе транспортировки природного газа для ПАО «Газпром» (российской государственной нефтегазовой компании). ПАО «Газпром» является единственным крупнейшим клиентом ИЦА за все последние периоды: на его долю приходится 23,4%, 33,0% и 30,2% и 32,9% платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, и за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, соответственно. В период с 2017 года ПАО «Газпром» и ИЦА заключили контракты на услуги транспортировки газа на ежегодной основе. В связи с нестабильностью и беспорядками на Украине, начиная с 2014 года Соединенное Королевство, государства-члены Европейского союза («Европейский союз» или «ЕС»), США и Канада наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая ПАО «Газпром». Если эти санкции будут продлены, они могут оказать неблагоприятное воздействие на способность ПАО «Газпром» продавать природный газ, снизить объемы газа, которые он транспортирует через ИЦА, и ограничить способность Компании обслуживать своего основного клиента по транзиту газа. См. также раздел «- *Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подвергаются санкциям со стороны США и ЕС, и текущее или будущее влияние таких санкций может иметь негативные последствия для Компании.*».

Кроме того, требования по объемам транзитного газа для газа Компании и клиентов Группы из зависят от спроса на газ в Китае, России, Украине, Восточной Европе и, в меньшей степени, в Западной Европе. Факторы, влияющие на потребление природного газа в этих странах, в том числе погодные (в зимние месяцы спрос возрастает), использование газа при производстве электроэнергии и иные способы использования газа конечными потребителями могут существенно влиять на спрос в этих странах и, соответственно, на объем природного газа, транспортируемый через систему Компании. Цены на природный газ также могут влиять на спрос на природный газ. В более общем смысле мировые цены на природный газ в прошлом были, как правило, связаны с мировыми ценами на нефтепродукты, которые колеблются, будучи низкими в последние годы. Цены на газ также зависят от наличия альтернативных видов топлива и цен на них; глобальных экономических и политических условий; цен и наличия новых технологий; а также погодных условий. Снижение мировых цен на продукты газопереработки, изменение мирового спроса на природный газ или спроса на природный газ со стороны любого клиента в результате изменений в договоренностях клиента с его поставщиками в Туркменистане, Узбекистане, Казахстане или других странах, изменений условий договоров с клиентами, изменение способности Компании обслуживать клиента в результате санкций или в прочих случаях либо невозможность для Компании диверсифицировать свою клиентскую базу, в том числе путем увеличения поставок газа в Китай, может по отдельности и в совокупности оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем при транспортировке своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана, и любые сбои в работе таких транспортных систем или их недоступность неблагоприятно повлияют на способность Компании поставлять свою продукцию.

Транспортировка сырой нефти Компании, предназначенной для экспорта, осуществляется в основном по трубопроводам, а также железнодорожным и морским транспортом, по маршрутам, проходящим через иностранные государства. В настоящее время Компания экспортирует производимую ею сырую нефть в Европу через российские трубопроводы в порты Черного моря и через Азербайджан по железной дороге в Батумский нефтяной терминал в Грузии на Черном море. Компания также экспортирует сырую нефть в Китай через международные трубопроводы. Соответственно, транспортировка нефти Компании на рынки за пределами Казахстана в огромной

степени зависит от межправительственных соглашений между Казахстаном и другими странами и от их соблюдения правительствами таких стран, что в обоих случаях находится вне контроля Компании.

Кроме того, любое сокращение или прекращение экспорта Компании, независимо от того, происходит ли это в результате поломок при техническом обслуживании, загрязнения, проблем безопасности, политической ситуации, стихийных бедствий, угрозы здоровью населения или глобальных пандемий или разногласий с партнерами Компании, в числе прочего, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на объемы экспорта, что в свою очередь может повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании. Значительное нарушение транспортировки также может привести к снижению или перерыву производства, что вместе с затратами на возобновление и восстановление производства до уровней предварительного сокращения или прекращения может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Пользователи газотранспортной сети, операторами которой являются ИЦА (международное газотранспортное дочернее предприятие Компании) и АО «Азиатский газопровод» («АГП») (международное газовое совместное предприятие Компании), также зависят от соединения с газопроводами третьих лиц в Китае, Туркменистане, Узбекистане и России при осуществлении приема и поставки природного газа. Соответственно, сокращение прав доступа к распределяемым мощностям трубопроводов третьих лиц, расположенных в Китае, Туркменистане, Узбекистане или России, в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий или иных обстоятельств может привести к сокращению объемов газа, транспортируемого ИЦА и/или АГП, и оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Группа участвует в коммерческой деятельности, направленной на достижение социальных целей, причем некоторые из них установлены в соответствии с требованиями Правительства, предусмотренными законодательством и иными нормами.

Являясь одной из крупнейших компаний Казахстана, Группа выполняет определенные социальные функции, инвестируя в социальные проекты и инициативы и реализуя их с целью поддержки сообществ и среды, в которых она осуществляет свою деятельность, и использует свои ноу-хау, производственные мощности и финансовые ресурсы для реализации таких проектов. В частности, Группа в настоящее время строит опреснительную установку, которая обеспечит на длительный срок источник питьевой воды для населения города Жанаозен в полупустынной Мангистауской области на юго-западе Казахстана. Проект, завершение которого ожидается в 2022 году, будет реализован за счет Группы. Кроме того, Компания частично спонсировала приобретение медицинского оборудования национальными медицинскими учреждениями Казахстана во время пандемии Covid-19. В будущем Группа планирует продолжать участие в новых корпоративных социальных проектах и инициативах.

Помимо проектов, реализуемых по собственной инициативе, Правительство давало распоряжения и в будущем может давать распоряжения Компании о реализации определенных проектов или об оказании содействия в определенных инициативах. В частности, Правительство может потребовать, чтобы Группа управляла предприятиями, не входящими в сферу ее основной деятельности, осуществляла определенные социальные инвестиции и принимала цены ниже рыночных. Например, в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Компания выделила 22,7 млрд тенге на развитие инфраструктуры в Туркестане для строительства стадиона на 7 000 мест, зала собраний и концертного зала на 1 000 мест. Правительство также может возложить на Компанию другие социальные обязательства, например по строительству социальной и рекреационной инфраструктуры, благотворительной деятельности и реализации программ общественного развития, что увеличит капитальные затраты Компании, а такое увеличение, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Во многих регионах Казахстана дочерние предприятия, совместные предприятия и связанные лица Компании являются крупнейшими работодателями в тех городах, где они осуществляют свою деятельность. Хотя у Компании нет каких-либо конкретных юридических обязательств или ответственности в отношении указанных регионов, сокращение ею количества своих работников может вызвать политическую и социальную напряженность. Любая неспособность сократить количество работников или внести иные изменения в деятельность Группы в указанных регионах может оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение или результаты операций Группы.

«Самрук-Казына», контролирующий акционер Компании, может оказывать значительное влияние на Компанию, ее руководство и деятельность.

Обладая фактическим контролем в отношении Компании, «Самрук-Казына» может влиять на деятельность Компании и контролировать все вопросы, требующие одобрения акционеров, в том числе назначать и смещать с должности членов Советов директоров и руководства Компании и ее дочерних предприятий (или оказывать влияние на их назначение или смещение с должности) и одобрять крупные корпоративные сделки, в том числе сделки со связанными лицами. Интересы «Самрук-Казына» не всегда совпадают с интересами Держателей Облигаций, и, соответственно, решения, принимаемые «Самрук-Казына» в отношении Компании, могут не отражать интересы Держателей Облигаций. Например, Компания является стороной договоров доверительного управления с ТОО «Объединенная химическая компания» (100%-ным дочерним предприятием «Самрук-Казына»), в соответствии с которыми Компания управляет долями ТОО «Объединенная химическая компания в Товариществе с ограниченной ответственностью «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» (Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк.), ТОО «KLPE», ТОО «Silleno» за номинальное вознаграждение. См. раздел *«Деятельность – Договоры доверительного управления»*. Компания может периодически заключать аналогичные соглашения. Любые договоры доверительного управления могут потребовать значительных затрат времени от высшего руководства и отвлечь технический персонал от основной деятельности Компании, а также увеличить размер потенциальной ответственности Компании за любые убытки или ущерб третьих лиц, причиненные грубой небрежностью или умышленными противоправными действиями. Нельзя гарантировать, что «Самрук-Казына» не вовлечет Компанию в деятельность, которая может существенно повлиять на способность Компании осуществлять деятельность на коммерческой основе или в соответствии с интересами Держателей Облигаций.

Быстрое распространение заразных болезней, в частности Covid-19, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность и результаты операций Группы.

Продолжающаяся пандемия Covid-19, которая началась в Китае в конце 2019 года, оказала значительное воздействие на мировую экономику и негативно повлияла на мировые цены на нефть. Пандемия Covid-19 также привела к установлению ограничений на путешествия и к приостановлению работы или сбоям в работе некоторых предприятий в Азии и оказала негативное влияние на рынки во всем мире. Кроме того, Всемирная организация здравоохранения, правительство Казахстана, правительство Китайской Народной Республики или правительства других стран могут рекомендовать или установить в принудительном порядке другие меры, которые могут неблагоприятно повлиять на экономику Казахстана или на спрос на продукцию Компании в Казахстане или за рубежом, что, в свою очередь, может повлечь значительные сбои в деятельности Группы.

В апреле и мае 2020 года произошла вспышка Covid-19 на Тенгизском месторождении, что привело к приостановлению строительных работ в рамках проектов будущего расширения и управления устьевым давлением для защиты работников от болезни, и ТШО сообщает, что с марта по июнь 2020 года более 30 000 работников подрядчика были эвакуированы и отправлены в отпуск. Хотя это не оказало существенного влияния на добычу на Тенгизском месторождении и на дату настоящего Базового проспекта ситуация на Тенгизском месторождении стабилизировалась, любая последующая вспышка или ухудшение ситуации могут привести к срыву сроков проекта, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействия на деятельность, результаты операций или финансовое положение Группы.

Эти или любые последующие политические события, действия правительства или угрозы здоровью населения в Казахстане или других странах, в которых Компания осуществляет свою деятельность или от которых она зависит в части экспорта и транспортировки, могут привести к снижению цен на нефть, снижению глобального экономического роста или к иным проявлениям социальной, экономической или трудовой нестабильности, и любое из указанных обстоятельств может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, результаты операций или финансовое положение Группы.

Трудовые споры могут оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность Группы.

Группа осуществляет свою деятельность в трудоемкой отрасли. Руководство Компании уделяет особое внимание социальной ответственности и мерам по улучшению отношений с работниками, но ранее имели место замедления работы, прекращения работы, забастовки и иные трудовые споры, и нельзя гарантировать, что они не будут происходить в будущем. В случае забастовки может не оказаться в наличии достаточного количества альтернативного персонала для продолжения производственной деятельности, что может привести к сокращению добычи или к необходимости выделения финансовых ресурсов для восстановления добычи. По состоянию на 30 июня 2020 года приблизительно 25-30% работников Группы представлены профсоюзами. Договоры с такими профсоюзами могут привести к существенному увеличению расходов Группы или к установлению дополнительных правил работы. Это может привести к увеличению расходов в абсолютном выражении и/или как процентной доли выручки. Трудовые споры, оказывающие существенное влияние на деятельность Группы или любых третьих лиц, которых Группы использует в своей деятельности, могут оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Группы.

Группа испытывает конкуренцию со стороны других поставщиков нефти и газа.

Продажа сырой нефти и газа на международных рынках характеризуется высоким уровнем конкуренции. В число основных конкурентов Компании по продаже сырой нефти входят международные нефтяные компании, многие из которых имеют значительные запасы сырой нефти и финансовые ресурсы. Основными факторами, создающими конкуренцию, являются глобальное предложение сырой нефти, глобальный спрос на нее и объем добываемой сырой нефти. Они влияют на относительную стоимость сырой нефти, используемой при производстве дизельного топлива, бензина и других продуктов нефтепереработки. Другими факторами, способными повлиять на конкуренцию на рынке сырой нефти, являются открытие новых запасов сырой нефти конкурентами Компании, новые технологии, повышающие рентабельность запасов или снижающие расходы на добычу, политические и экономические факторы, а также иные факторы, не контролируемые Компанией. 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 позицию Компании при ведении переговоров с контрагентами. Кроме того, многие продукты Компании конкурируют на товарных рынках, где дифференциация продуктов представляет значительные затруднения. Когда конкуренция создается прежде всего за счет цены, экономичность имеет ключевое значения для сохранения и увеличения рыночной доли Компании. Если Компания не сможет адаптировать свою стратегию и усовершенствовать меры по контролю расходов, она может оказаться не в состоянии эффективно конкурировать на некоторых рынках.

Кроме того, нефтеперерабатывающие заводы Компании в ее сегменте переработки и сбыта испытывают конкуренцию в регионах, где они продают продукты нефтепереработки или нефтехимии. Конкуренцию создают главным образом другие нефтеперерабатывающие заводы, находящиеся на соответствующем рынке или близко к нему, а в случае нефтеперерабатывающих заводов, являющихся исключительно импортерами, другие международные производители. Операционная эффективность и производственные расходы являются ключевыми факторами, влияющими на конкуренцию на рынках продуктов нефтепереработки и нефтехимии. Соответственно, если операционная эффективность и производственные расходы нефтеперерабатывающих заводов Компании в ее сегменте переработки и сбыта будут недостаточно конкурентными на обслуживаемых ими географических рынках, это может оказать существенное

неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение и результаты операций Компании.

Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Компании могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методологии.

Существует множество неопределенностей, характерных для осуществления оценки объема запасов и прогнозирования будущих объемов добычи, включая многие факторы, не зависящие от Компании. Оценка объема запасов представляет собой субъективный процесс, и оценки различных экспертов часто существенно отличаются. Кроме того, результаты бурения, испытаний и добычи после проведения оценки могут привести к пересмотру такой оценки. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от фактически добытых объемов сырой нефти и природного газа, и соответственно, выручка по ним может оказаться существенно ниже ожидаемой на данный момент. Значение таких оценок в большой степени зависит от точности допущений, на основе которых они сделаны, от качества имеющейся информации и возможности подтверждения такой информации в соответствии с отраслевыми стандартами.

Компания рассчитывает свои запасы с использованием как PRMS, так и казахстанской методологии. Данные по объемам запасов, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, если не указано иное, взяты из анализа запасов, подготовленного в соответствии с казахстанской методологией инженерно-техническими специалистами Компании, в то время как данные по запасам, использованные для расчета консолидированных расходов Компании на износ, истощение и амортизацию для целей финансовой отчетности, взяты из отчетов, подготовленных в соответствии с PRMS независимыми консультантами в области технологии нефтедобычи.

Данные, полученные на основе казахстанской методологии, могут существенно отличаться от тех, которые получены с использованием PRMS, стандартов SEC и других международных стандартов, в частности в отношении того, каким образом и в какой степени коммерческие факторы принимаются во внимание при расчете запасов. В частности, поскольку данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, получены на основе казахстанской методологии, а не PRMS или стандартов SEC, такие данные по международным стандартам могут оказаться значительно выше извлекаемых запасов Компании. В любом случае данные по запасам являются только оценками и не должны толковаться как отражающие точные данные по объемам. Эти оценки сделаны на основе данных по добыче, ценам, расходам, правам собственности, геологическим и инженерно-техническим данным и иной информации, собранной дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании, которые допускают, среди прочего, что результаты разработки нефтяных и газовых месторождений Компании и конкурентоспособность нефти и газа Компании в будущем будут подобны результатам разработки и конкурентоспособности в прошлые периоды. Эти допущения могут оказаться неверными. Более того, данные по запасам, использованные при расчете консолидированных расходов Компании на истощение, износ и амортизацию для финансовой отчетности, могут существенно отличаться от данных по запасам, содержащимся в настоящем Базовом проспекте из-за различий между казахстанской методологией и стандартами PRMS и SEC. Потенциальным инвесторам не следует полагаться на заявления прогнозного характера, содержащиеся в настоящем документе, относительно запасов Компании или уровней добычи.

Если допущения, на основе которых сделаны оценки запасов сырой нефти и газа Компании, окажутся неверными, Компания может оказаться не в состоянии осуществлять добычу сырой нефти и газа на уровне, соответствующем оценкам, содержащимся в настоящем Базовом проспекте, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Некоторые клиенты и деловые партнеры Компании подвергаются санкциям со стороны США и ЕС, Компания может в будущем подвергаться санкциям, и текущее или будущее влияние таких санкций может иметь негативные последствия для Компании.

Правительство США вводит экономические санкции и торговые эмбарго в отношении ряда стран в

поддержку внешней политики и целей по обеспечению национальной безопасности государства. Соответствующие законы и нормативные акты издаются Управлением по контролю зарубежных активов Министерства финансов США («OFAC») и в ряде случаев - Государственным департаментом США. В рамках данных экономических санкций для резидентов США, а в ряде случаев - также лиц, не являющихся резидентами США, вводятся ограничения на деятельность или взаимодействие с определенными странами, правительствами, организациями и лицами, которые являются объектами этих санкций. В соответствии с данными санкциями резидентам США также запрещается оказывать содействие в осуществлении такой деятельности или взаимодействия, а нерезидентам США запрещается совершать действия, которые могут привести к нарушению соответствующих запретов другими лицами. Соединенное Королевство, ЕС и ряд других стран (таких как Австралия, Канада, Япония и Швейцария), а также Организация Объединенных Наций также приняли меры, направленные на введение запрета или ограничение участия в финансовом и ином взаимодействии со странами, организациями и лицами, подпадающими под действие санкций.

В 2014 году США и ЕС (а также другие страны, такие как Канада, Швейцария, Австралия и Япония) наложили санкции на ряд российских лиц и компаний, включая определенные санкционные ограничения (но не полный запрет на осуществление деятельности) в отношении ПАО «Газпром» (российская государственная нефтегазовая компания, которой в соответствии с санкциями США запрещено передавать продукты и технологии в отношении определенных типов проектов по разведке и добыче нефти), ПАО «Транснефть» (российский государственный оператор трубопроводов, которому в соответствии с санкциями США и ЕС запрещено совершать сделки с новыми долговыми и/или долевыми инструментами) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (публичная российская энергетическая компания, которой в соответствии с санкциями США запрещено передавать продукты и технологии в отношении определенных типов проектов по разведке и добыче нефти). В будущем объем указанных санкционных ограничений может измениться. Группа поддерживает деловые отношения с ПАО «Транснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром», в частности получая значительные объемы прибыли от транспортировки газа ПАО «Газпром» по трубопроводам Компании.

Кроме того, Компания является участником совместного предприятия ТОО «Женис Оперейтинг», в которой ей и ПАО «ЛУКОЙЛ» принадлежит по 50 процентов и которое занимается разведкой нефти и газа на территории Казахстана. Хотя Компания полагает, что на дату настоящего Базового проспекта ни к ней, ни к совместному предприятию не должны применяться санкции, существует риск того, что в будущем данная ситуация изменится при изменении режима санкций.

Несмотря на то, что Компания не подпадает под действие санкций со стороны соответствующих органов, не существует гарантий того, что санкции в отношении Компании не будут введены в будущем. Например, Компания в настоящее время является участником совместного предприятия, контролируемого ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром», которое занимается разведкой глубоководных месторождений на территории России. Совместное предприятие является результатом межправительственных соглашений между Казахстаном и Россией. На текущий момент Компания не осуществляла значительных инвестиций в данное совместное предприятие, и финансирование предоставлялось ее российскими партнерами. Кроме того, совместное предприятие не играет существенной роли для консолидированных операций Компании. В соответствии со статьей 225 Закона о противодействии противникам Америки посредством санкций (ЗППАПС) определенные значительные инвестиции в определенные типы проектов по добыче сырой нефти (глубоководные, арктические шельфовые и сланцевые месторождения) в России могут повлечь санкции даже при отсутствии какого-либо участия в них резидентов США. В случае таких санкций ряд инвесторов в США, ЕС и других юрисдикциях, в которых действуют санкции, подобные экономическим санкциям США, могут быть вынуждены (по требованию законодательства, внутренних постановлений в отношении инвестиционной политики или и того, и другого) продать Облигации, а ряд потенциальных инвесторов откажется от их приобретения. Кроме того, в таких обстоятельствах другие контрагенты Компании, как являющиеся, так и не являющиеся резидентами США, включая различные источники финансирования Компании, могут быть вынуждены принять решение по репутационным или иным соображениям прекратить деловые отношения с Компанией или вывести инвестированные средства. Любой из этих факторов может оказать значительное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Кроме того, ЕС и США ввели секторальные санкции в отношении лиц, осуществляющих деятельность в определенных секторах российской экономики, в частности с финансовым, нефтегазовым, оборонном секторах и в секторе материалов, связанных с оборонным сектором. В финансовом секторе в рамках данных секторальных санкций ЕС и США ввели запрет на совершение сделок резидентами ЕС и США или в ЕС или США в отношении предоставления финансирования задолженности с фиксированным сроком погашения или собственного капитала или иных сделок с такой задолженностью или собственным капиталом, если такая задолженность или собственный капитал выпущены в установленные даты или после таких дат указанными лицами, от имени или в пользу таких лиц или в отношении их имущества или их имущественных интересов. Компания и ее аффилированные лица ранее являлись заемщиками по ряду соглашений о финансировании с российскими банками, включая ПАО «Сбербанк», в отношении которых были введены санкции. Хотя заимствования у этих банков в настоящее время не запрещены, в результате введения санкций против ряда российских финансовых учреждений доступ Компании к финансированию российских банков значительно ограничился, поскольку такие банки могут оказаться не в состоянии предоставлять компаниям финансирование, особенно в долларах США, по приемлемой цене, и существует вероятность того, что они не смогут предоставлять финансирование в принципе. Таким образом, доступные источники финансирования для Компании значительно сократились, и нет никаких гарантий того, что Компания сможет найти альтернативные источники финансирования на таких же или более благоприятных условиях, если сможет найти такие источники в принципе.

Деятельность дочерних предприятий, совместных предприятий и связанных лиц Компании регулируется государственными нормативными актами и должна осуществляться в соответствии с ними, а также в соответствии с обязательствами по их лицензиям, договорам и планам разработки месторождений.

В рамках обычной деятельности Компания принимает на себя обязательства, предусмотренные законами, иными нормативными актами и договорами. Например, деятельность Компании должна осуществляться в соответствии с условиями заключенных ею контрактов на недропользование и годовых программ работ и бюджетов, приведенных в контрактах на недропользование. Такие контракты на недропользование, в свою очередь, регулируются определенными законами и иными нормативными актами Казахстана.

Начиная с середины 2000-х гг., законодательство в отношении разведки и добычи нефти и газа в Казахстане менялось несколько раз. 29 июня 2018 года вступил в силу новый закон о недропользовании («**Кодекс о недрах**»), заменивший Закон «О недрах и недропользовании» (№ 291-IV от 24 июня 2010 года) (с изменениями – «**Закон о недрах**»). Кодекс о недрах регулирует отрасль добычи полезных ископаемых, в том числе добычу нефти и газа. В частности, Кодекс о недрах устанавливает определенные обстоятельства, при которых действие контрактов на недропользование может быть приостановлено или прекращено досрочно или на пользователей недр, в том числе на Компанию, могут быть наложены штрафы. Кодекс о недрах также дает Правительству возможность в одностороннем порядке пересматривать условия контрактов на недропользование, в том числе соглашений о разделе продукции («СРП»), при наличии угрозы экономическим интересам Казахстана в связи с месторождениями стратегического значения. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Новый режим регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах – Приоритетное право государства и стратегические участки недр*».

Государственные органы могут проводить (и периодически проводят) проверку соблюдения Компанией ее контрактов на недропользование и применимого законодательства. Нельзя гарантировать, что позиция государственных органов в отношении разработки месторождений Компании или соблюдения Компанией условий ее контрактов на недропользование совпадет с позицией Компании. Соответственно, могут возникнуть неразрешимые разногласия. Приостановление, аннулирование или прекращение действия любых контрактов на недропользование, заключенных Компанией, а также любые задержки в разработке и добыче на месторождениях Компании вследствие таких разногласий могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Законодательство, применимое к деятельности Компании, может меняться, и Компания должна обеспечивать соблюдение новых нормативных актов, что может потребовать значительных затрат времени руководства и денежных средств и оказать неблагоприятное влияние на ее деятельность. Можно ожидать, что нефтегазовая отрасль будет оставаться в центре внимания с точки зрения нормативного регулирования. В других развивающихся странах нефтяные компании сталкивались с рисками экспроприации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, применения законов или иных нормативных актов, от которых компании должны быть освобождены, отказа в выдаче необходимых разрешений или одобрений, увеличения ставок роялти или налогов, которые должны были быть стабильными, введения контроля над валютными курсами или контроля над капиталами и с другими рисками. Любые такие действия или события в Казахстане могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Государственная политика и регулирование в нефтегазовом секторе, в том числе в отношении ценообразования и требований к внутренним поставкам, могут повлиять на деятельность Группы.

Правительство требует, чтобы все нефтедобывающие предприятия Казахстана, включая Компанию, поставляли часть добываемой ими сырой нефти на местные НПЗ для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом в сельскохозяйственном секторе. Правительство определяет объем сырой нефти, который должен быть поставлен на внутренний рынок, на ежемесячной основе. По мере того, как внутреннее потребление нефти и продуктов нефтепереработки растет, Правительство может принудить Компанию продавать еще большую часть своей продукции во исполнение социальной политики. Если Правительство увеличит квоту внутренних поставок для Группы сверх объемов, которые поставляются Группой в настоящее время, такие поставки превысят рыночные продажи и будут приносить существенно меньшую выручку, чем продажи сырой нефти на экспортном рынке, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, консолидированное финансовое положение и результаты операций Группы.

Кроме того, Компания обязана поставлять природный газ на внутренний рынок по ценам, регулируемым Правительством, которые являются более низкими, чем экспортные цены, а ранее были ниже себестоимости добычи такого природного газа. Как следствие, хотя Правительство и коммунальные службы движутся по направлению к рыночно ориентированной системе «пользователь платит», Компания в настоящее время несет убытки в связи с поставками газа на внутренний рынок по текущим ценам, и внутренние поставки превышают объем газа, доступного Компании для направления на переработку или на экспорт.

В период с июня 2008 года по июнь 2015 года Правительство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Не может быть никаких гарантий того, что в будущем не будут введены дополнительные запреты.

Когда Компания поставляет сырую нефть и газ и производит продукты нефте- и газопереработки в соответствии с социальной политикой или по требованию Правительства или когда в отношении Компании действует запрет на экспорт, ее продажи соответствующей продукции обычно приносят существенно меньшую выручку, чем продажи такой продукции на экспортном рынке по международным рыночным ценам, и это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Группа несет риски, связанные с регулируемыми тарифами на транспортировку нефти и газа, причем некоторые из них устанавливались и могут быть установлены Правительством на уровне ниже себестоимости.

Тарифы Компании на внутреннюю и транзитную транспортировку нефти и газа подлежат регулированию и утверждению. Установленные ставки таких тарифов могут быть невыгодными для Компании, и Компании может быть трудно получить прибыль, если такие тарифы будут установлены на уровне ниже себестоимости.

Тарифы на внутреннюю транспортировку нефти и газа в настоящее время требуют утверждения со стороны Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан («**Комитет по естественным монополиям**»). Комитет по естественным монополиям установил максимальный размер тарифов на такую внутреннюю транспортировку нефти и газа. Нефтетранспортные дочерние предприятия Компании КТО и ККТ и нефтетранспортное совместное предприятие Компании «Мунайтас» взимают (через свои дочерние предприятия) с дочерних предприятий, совместных предприятий и связанных лиц Компании и других заказчиков услуг по транспортировке фиксированные тарифы за внутреннюю транспортировку нефти через свои трубопроводы, а газотранспортные дочерние предприятия Компании ИЦА и Магистральный газопровод КТГ-Аймак и ее газотранспортные совместные предприятия АГП и ГБШ взимают сумму расходов плюс фиксированную прибыль за внутреннюю транспортировку газа через свои трубопроводы. КТО представила на рассмотрение Комитета по естественным монополиям пятилетний тариф, а тариф ККТ был одобрен со сроком до 2024 года, тогда как ИЦА, АГП, ГБШ и Магистральный газопровод КТГ-Аймак получили одобрения от Комитета по естественным монополиям со сроком до 2021 года. Тарифы на внутреннюю транспортировку нефти в настоящее время установлены Комитетом по естественным монополиям на уровне ниже себестоимости такой транспортировки для Компании. Если Комитет по естественным монополиям устанавливает максимальный размер тарифов на внутреннюю транспортировку или любых иных регулируемых тарифов, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Группы.

Транспортные дочерние предприятия Компании КТО и ККТ также взимают фиксированные тарифы за транзит российской сырой нефти через свои трубопроводы в Китай. Хотя регулирование тарифов на экспорт сырой нефти и на транспортировку и экспорт газа было отменено в 2015 году, тарифы на транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу подлежат утверждению Министерством энергетики. Министерство энергетики установило максимальный размер тарифов на транзитную транспортировку нефти. КТО и ККТ получили от Министерства энергетики одобрение своих текущих тарифов на транзит сырой нефти со сроком до 2023 года. Если Министерство энергетики в будущем установит максимальный размер тарифов, невыгодный для Компании, это окажет существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Группы.

Тарифы Группы на внутреннюю и транзитную транспортировку могут подвергаться влиянию социальных и политических факторов и ранее пересматривались как в большую, так и в меньшую сторону. Нельзя гарантировать, что какие-либо действия Комитета по естественным монополиям или Министерства энергетики, в частности установление тарифов на внутреннюю или транзитную транспортировку нефти и газа на уровне ниже себестоимости, не окажут существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Группы.

Компания зависит от высшего руководства и ключевых работников.

Хотя в настоящее время Компания имеет сильный состав высшего руководства, члены такого высшего руководства и ключевые работники могут на добровольной основе прекратить свои трудовые отношения с Компанией или уйти со своих должностей по причинам, не контролируемым Компанией. Успешная деятельность Компании зависит от ее способности находить, привлекать, развивать, мотивировать и удерживать высококвалифицированных высших руководителей и ключевых работников. Если большое количество специалистов в нефтегазовой отрасли уйдет в отставку или иным образом покинет Компанию в течение короткого периода времени, будет сложно привлечь и удержать достаточное количество новых работников. Если Компания не сможет привлечь и удерживать высших руководителей и ключевых работников, обладающих необходимой квалификацией и опытом, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты операций Компании.

Группа периодически привлекается к участию в процессуальных действиях.

Как многие крупные компании, Группа привлекается к участию в процессуальных действиях,

расследованиях и проверках регулирующих органов и иных видах судебных разбирательств, возбуждаемых третьими сторонами по (помимо прочего) гражданским, административным, экологическим, трудовым и налоговым требованиям. Данные требования могут быть связаны с широким кругом вопросов, и в некоторых случаях суммы требований были и могут быть значительными. См. раздел *«Деятельность – Судебные разбирательства»*. В силу природы подобных разбирательств Компания не в состоянии предвидеть или определить исход таких процессов. Вынесение неблагоприятных для Группы решений по результатам таких разбирательств может привести к выплате ею значительных штрафов, присуждаемых сумм или иных сумм для урегулирования требований, и в случае отсутствия соответствующего страхования или если такие штрафы или иные выплачиваемые суммы превышают размер страхового возмещения, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты операций Группы.

Правительство, «Самрук-Казына» и НБК, являющиеся косвенными и прямыми акционерами Компании, также периодически привлекаются к участию в процессуальных действиях, что в свою очередь может повлиять на хозяйственную деятельность Компании. Например, в январе 2018 года Окружной суд Амстердама оставил без изменений прежнее решение об аресте в отношении 50% акций компании KMG Kashagan B.V., принадлежащих Республике Казахстан через «Самрук-Казына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Казына», который был наложен по иску Анатолия Стати, Габриэля Стати, Ascom Group S.A. и Terra Raf Trans Trading Ltd («дело Стати»). 7 мая 2019 года Апелляционный суд Амстердама оставил в силе указанное решение об аресте. «Самрук-Казына» публично заявил, что арест не влияет на повседневное управление его акциями в KMG Kashagan B.V., за исключением ограничения по выплате дивидендов KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Казына». Хотя арест не относится к 8,44% акций, принадлежащих Компании в КСКП через 50%-ную долю в KMG Kashagan B.V., и Компания в настоящее время не является стороной дела Стати, Компания не может осуществить свой опцион на выкуп доли «Самрук-Казына» в KMG Kashagan B.V., пока дело находится на рассмотрении, и, соответственно, не получит выгоду от большей доли в Кашаганском месторождении. Кроме того, не может быть никакой гарантии того, что в рамках текущих или будущих исков в отношении Правительства или «Самрук-Казына» не будут подлежать аресту активы, прямо или косвенно принадлежащие Компании, или что такие текущие или будущие разбирательства не окажут иным образом существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Группа использует заемные средства и обязана соблюдать определенные финансовые и иные ограничительные обязательства.

В результате реализации стратегии роста Компании, основанной на приобретениях, и масштабной программы капитальных затрат в течение последних нескольких лет Компания имеет задолженность, совокупная сумма которой по состоянию на 30 июня 2020 года составляет 3 967 млрд тенге (как в форме Облигаций, ранее выпущенных в соответствии с Программой, так и в форме синдицированных и двусторонних кредитных линий). Кроме того, Компания может приобретать предприятия с задолженностью, что может привести к увеличению общего долгового бремени и удельного веса заемных средств Группы.

Кроме того, некоторые дочерние предприятия Компании имеют финансовые и иные ограничительные обязательства согласно условиям принятой ими задолженности. Такие обязательства, в свою очередь, могут повлечь возникновение обязательств у Компании, если такую задолженность приняло на себя ее существенное дочернее предприятие. Например, 100%-ное дочернее предприятие Компании КТГ имеет обязательство по поддержанию определенного соотношения собственных и заемных средств согласно условиям принятой им задолженности, которое в случае его неисполнения создаст для Компании ситуацию встречного неисполнения обязательств. Ранее Компания по мере необходимости оказывала содействие своим дочерним предприятием в обеспечении соблюдения их финансовых и иных ограничительных обязательств, особенно при неблагоприятных рыночных условиях. Соблюдение указанных обязательств может повлиять на гибкость Группы при осуществлении ее деятельности и на гибкость Компании при выплате дивидендов.

23 сентября 2020 года Компания объявила о предложении о приобретении и запросе о получении согласия («**Операция по управлению финансовыми обязательствами**»), предложив держателям предъявить к приобретению определенные серии Облигаций, выпущенных в соответствии с Программой (которые включают ограничительные обязательства, отличные от приведенных в «Условиях выпуска облигаций», включенных в настоящий Базовый проспект), и одновременно дать согласие на внесение соответствующих изменений, чтобы предусмотреть обязательное досрочное погашение каждой такой серии Облигаций. Ожидается, что в случае успешного осуществления расчеты в рамках Операции по управлению финансовыми обязательствами состоятся 30 октября 2020 года или приблизительно в эту дату.

Помимо этого, определенными дочерними предприятиями Компании выпущены необеспеченные или гарантированные долговые обязательства. К примеру, в сентябре 2017 года КТГ были выпущены еврооблигации на совокупную основную сумму в размере 750 млн долларов США, гарантом по которым выступила ИЦА. Выпущенные в рамках Программы Облигации в структурном плане субординированы по отношению к долговым обязательствам, выпущенным или привлеченным дочерними предприятиями Компании, в силу того, что в случае неплатежеспособности кредиторы дочерних предприятий получают доступ к активам таких дочерних предприятий прежде, чем кредиторы Компании.

Хотя в настоящее время дочерние предприятия Компании соблюдают все применимые к ним финансовые обязательства, руководство Компании не может дать никаких гарантий того, что дочерние предприятия Компании будут в состоянии соответствовать критериям финансовых и других ограничительных обязательств в соответствии с условиями своей соответствующей задолженности, или что в будущем они смогут получить согласие на внесение изменений в такие ограничительные условия или получить отказ от права требования их соблюдения. Если Компания или ее дочерние предприятия будут не в состоянии соблюдать ограничения и обязательства в отношении своей текущей или будущей задолженности и других соглашений, это может привести к неисполнению обязательств в соответствии с условиями этих соглашений. В случае неисполнения обязательств по этим соглашениям стороны могут прекратить выполнение своих обязательств по дальнейшему предоставлению займов Компании или ее соответствующим дочерним предприятиям или потребовать досрочного погашения задолженности и объявить все суммы займов подлежащими незамедлительному погашению, инициируя тем самым события неисполнения обязательств по другим финансовым соглашениям, в том числе по Условиям выпуска Облигаций. В случае наступления любого из этих событий Компания не может гарантировать, что доступные ей активы будут достаточными для погашения в полном объеме всей соответствующей задолженности или что Компания будет в состоянии обеспечить наличие альтернативных источников финансирования. Даже если Компания сможет получить альтернативное финансирование, руководство Компании не может гарантировать, что такое финансирование будет предоставлено на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании.

Страховое покрытие Компании может быть недостаточным для покрытия всех потенциальных убытков от эксплуатационных опасностей и непредвиденного прерывания деятельности.

В Компании принята единая программа страхования практически по всем дочерним предприятиям и аффилированным лицам. Эта программа страхования покрывает ущерб имуществу и стихийные бедствия, контроль скважин, страхование гражданской ответственности перед третьими лицами, включая непредвиденное и случайное загрязнение и страхование ответственности директоров и служащих. Однако размер такого страхового покрытия может быть ограниченным и может не включать, например, покрытие прерывания работы оборудования, которое поддерживалось лишь в отношении некоторых перерабатывающих активов Компании. Существует ряд видов покрытия, обязательных в соответствии с законодательством, включая страхование ответственности работодателя, страхование экологической ответственности и ответственности собственника опасного объекта. В целом программа страхования не предусматривает обязательное осуществление специального страхования экологического ущерба в результате собственной деятельности, кибератак, войн, саботажа или террористических актов, и Компания не осуществляет такого страхования. См. раздел «Деятельность – Страхование». Компания не может предоставить никаких гарантий того, что размер страховой выплаты будет достаточным для полного покрытия

возросших затрат и издержек, связанных с потенциальными убытками или обязательствами. Соответственно, Компания может понести убытки от не подлежащих страхованию или незастрахованных рисков, или недостаточности страхового покрытия, в особенности если они возникают в момент, когда расходы Компании существенно увеличиваются вследствие значительного эксплуатационного события, которое может оказать давление на ликвидность и денежные потоки Компании.

Компания сталкивается с опасностями и рисками в процессе бурения, разведки и добычи.

Производственная деятельность Компании подвержена рискам, связанным с возможными стихийными бедствиями, пожарами, взрывами, нерегулируемыми выбросами, встречающимися толщами с аномально высоким пластовым давлением, уровнем обводненности, образованием кратеров и разливами нефти, дорожно-транспортными происшествиями, несчастными случаями и другими обстоятельствами, каждое из которых может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов, иного имущества, экологическому ущербу или телесным повреждениям или смерти. Любой из этих рисков может привести к потерям сырой нефти и газа или стать причиной загрязнения окружающей среды или иного ущерба имуществу Компании или прилегающих территорий, а также может привести к дополнительным затратам или претензиям или искам в отношении дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании и может причинить ущерб репутации. Например, хотя в 2019 году Компания по сравнению с 2018 годом уменьшила общее количество телесных повреждений на четыре процента, количество крупных аварий (с возникновением критического состояния) – на 11 процентов, а количество дорожно-транспортных происшествий и пожаров – на 33 и 17 процентов, соответственно, во второй половине 2019 года Компания потеряла двух работников в результате дорожно-транспортного происшествия и пожара в жилом помещении. Любые из указанных происшествий, рисков и опасностей, связанных с бурением, разведкой и добычей, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания несет риски, связанные с концентрацией своих счетов и депозитов.

По состоянию на 30 июня 2020 года большая часть депозитов Компании хранится в Казахстане в местных банках и банках с иностранным участием (64% от общей суммы или 2,184 млн долларов США). Из них 97 процентов (2,115 млн долларов США) размещено в четырех банках Казахстана с кредитным рейтингом S&P не ниже ВВ. Разбивка остатков денежных средств в каждом банке по состоянию на 31 декабря 2019 года приведена в примечании 32 к Финансовой отчетности. Несмотря на то, что Компания регулярно анализирует банки на предмет их кредитных рисков и необходимости изменения распределения денежных средств по счетам и депозитам в банках, в случае возникновения трудностей у банковского сектора Казахстана и, в частности, у любого из банков, в которых Компания имеет депозиты, все денежные средства Компании или их часть могут быть заморожены, что неблагоприятно повлияет на ликвидность Компании и ее способность совершать платежи по своим обязательствам, а это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания может быть подвержена валютному риску и риску колебаний процентных ставок.

Основной валютный риск Компании связан с изменением стоимости доллара США по отношению к тенге и, в меньшей степени, по отношению к другим валютам. Большая часть входящих денежных потоков Компании, а также остатки ее дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть затрат Компании на продажу деноминирована в тенге. Что касается выручки, вся экспортная выручка Компании, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, деноминирована в долларах США или соотносится с долларовыми ценами на сырую нефть и нефтепродукты. Поскольку большая часть выручки Группы деноминирована в долларах США, а значительная часть ее расходов деноминирована в тенге, Группа, как правило, выигрывает от повышения курса доллара США по отношению к тенге, что, следовательно, оказывает положительное влияние на результаты операций Группы; однако повышение курса тенге приведет к увеличению затрат Группы и отрицательно скажется на прибыльности.

По состоянию на 30 июня 2020 года задолженность Компании в размере 3 671,4 млрд тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 92,5% общей задолженности Компании на указанную дату в размере 3 967,3 млрд тенге). Снижение стоимости доллара США по отношению к тенге уменьшило и будет продолжать уменьшать стоимость обязательств компании, деноминированных в долларах США, если они измеряются в тенге, тогда как увеличение стоимости доллара США по отношению к тенге увеличило и будет увеличивать стоимость обязательств компании, деноминированных в долларах США, если они измеряются в тенге. Поскольку валютой отчетности Компании является тенге, Компания понесла и будет продолжать нести убытки от пересчета иностранной валюты при росте стоимости доллара США по отношению к тенге, в том числе во втором квартале 2020 года, когда стоимость тенге по отношению к доллару США снизилась в связи с ухудшением глобальных экономических условий.

Компания также подвержена риску колебаний процентных ставок по своей задолженности. Политика Компании заключается в том, чтобы управлять своими процентными расходами, используя сочетание займов с фиксированной и переменной процентными ставками. По состоянию на 30 июня 2020 года Компания имела непогашенные кредиты и займы на общую сумму 3 967,3 млрд тенге, из которых на 3 338,8 млрд тенге начисляются проценты по фиксированным ставкам и на 628,5 млрд тенге – проценты по плавающим ставкам. Компания принимает на себя задолженность для общих корпоративных целей, включая финансирование капитальных затрат, финансирование приобретений и удовлетворение потребности в оборотном капитале. Повышение процентных ставок увеличивает стоимость новой задолженности и расходы на выплату процентов по любым непогашенным займам с переменной процентной ставкой, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, ее финансовое положение, результаты операций или перспективы Группы.

Нельзя гарантировать, что правовое регулирование статуса национальной компании или национального оператора или выгоды от статуса национальной компании или национального оператора не изменятся.

Согласно действующему законодательству, казахстанская компания считается национальной компанией, если не менее чем на 50 процентов принадлежит Правительству или национальной холдинговой компании. В соответствии с Указом Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 Компания была создана в качестве национальной компании с целью повышения уровня и защиты интересов Правительства в нефтегазовом секторе экономики Казахстана. Кроме того, Компания была включена в качестве национальной компании в перечень национальных компаний в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 6 апреля 2011 года № 376, которое подтвердило ее правовой статус в соответствии с законом. Кодекс о недрах предусматривает, что Министерство энергетики Республики Казахстан может осуществлять приоритетное право государства через национальную компанию или национальные управляющие холдинги. Таким образом, Компания может осуществлять приоритетное право в нефтегазовом секторе, как национальная компания по нефти и газу. Однако не может быть никаких гарантий относительно того, какие условия могут быть установлены для Компании в качестве национальной компании. В частности, нельзя гарантировать, что Кодекс о недрах или другие соответствующие имплементирующие нормативные акты не будут изменены в части прав, которые имеет национальная компания. Например, нормативными актами было предусмотрено, что национальная нефтегазовая компания имеет приоритетное право в отношении всех нефтяных и газовых месторождений Казахстана, но в 2014 году в них были внесены изменения, так что теперь национальная нефтегазовая компания имеет приоритетное право только в отношении стратегических нефтяных и газовых месторождений Казахстана. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Новый режим регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах – Приоритетное право государства и стратегические участки недр*».

Закон «О газе и газоснабжении» (Закон № 532-IV от 9 января 2012 года) («**Закон о газе**») ввел понятие «национального оператора» - компании с широкими полномочиями и функциями, представляющий государственные интересы в сфере газа и газоснабжения Казахстана, включая, в частности, транспортировку газа. В соответствии с Законом о газе национальный оператор вправе, в частности, осуществлять преимущественное право государства на закупку сырого и товарного

газа, приобретать единицы единой системы товарного газоснабжения и осуществлять оптовую торговлю товарным газом. Таким образом, в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 июля 2012 года № 914 национальным оператором было назначено КТГ, 100%-ное дочернее предприятие Компании. В результате КТГ получило приоритетное право приобретать по регулируемой цене весь попутный газ, добываемый в Казахстане, который оно затем может продавать на внутреннем рынке с премией с целью использования значительной части премии для модернизации и расширения внутренней сети. Не может быть никаких гарантий относительно того, какие условия будут установлены в отношении КТГ в качестве национального оператора Правительством или Законом о газе, поскольку в будущем может быть принято новое постановление или могут быть внесены новые поправки в Закон о газе.

Компания может осуществить или не осуществить стратегические приобретения или отчуждения активов, может не завершить потенциальные приобретения или может оказаться не в состоянии успешно интегрировать недавние или будущие приобретения.

Компания значительно расширила свою деятельность за счет приобретений и может продолжать расширять ее таким образом в будущем. Кроме того, Компания ранее оптимизировала свою бизнес- и корпоративную структуру за счет отчуждения активов и может продолжать такую оптимизацию в будущем. Компания постоянно оценивает стратегические возможности приобретения или отчуждения активов. Кроме того, акционеры могут потребовать от Компании приобретения определенных предприятий, которые могут быть не стратегическими или не прибыльными. Например, Компания может приобрести одно или несколько нефтехимических предприятий в рамках доверительного управления в краткосрочной и среднесрочной перспективе. См. раздел «Деятельность—переработка, маркетинг и сбыт—договоры доверительного управления в нефтехимических проектах». Любое приобретение или отчуждение влечет за собой различные риски, в том числе риск того, что компания может оказаться не в состоянии завершить стратегическое приобретение, точно оценить стоимость, сильные и слабые стороны приобретаемого предприятия, эффективно интегрировать предприятие, достичь ожидаемой синергии или возместить затраты, связанные с приобретением.

Например, Компания рассматривает возможность отчуждения своего дочернего предприятия АО «КазТрансГаз» («КТГ»), являющегося «национальным оператором» по транспортировке газа. Нельзя гарантировать, что КТГ будет успешно отчуждено или отчуждено вообще. Любое такое выделение будет подлежать обязательному утверждению, и не исключено, что такое отчуждение может быть осуществлено без выплаты справедливого возмещения. На КТГ приходится 22 процента выручки и 35 процентов EBITDA Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года. Если Компания осуществит отчуждение КТГ, это может привести к снижению эффективности и выручки от деятельности Компании по транспортировке и может оказать значительное неблагоприятное воздействие на финансовые показатели и результаты операций Компании и негативно повлиять на кредитные рейтинги Компании.

16 октября 2015 года компания Coöperatieve KazMunaiGaz U.A., которая была единственным акционером KMG Kashagan B. V., продала 50% принадлежавших ей акций АО «Самрук-Казына» за 4,7 млрд долларов США с опционом на выкуп всех или части акций в любое время в период с 1 января 2018 года по 31 декабря 2020 года. В январе 2018 года срок исполнения опциона был перенесен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. Компания может воспользоваться своим правом выкупа акций в соответствии с этим опционом. Однако нельзя гарантировать, что такой выкуп будет осуществлен успешно или вообще будет осуществлен. См. раздел «—Группа периодически привлекается к участию в процессуальных действиях» выше.

Интегрирование приобретенных предприятий и/или продажа предприятий требует значительного времени и усилий со стороны высшего руководства Компании, и любое приобретение может потребовать дополнительных капитальных затрат. Кроме того, Компания может приобретать предприятия с задолженностью, что может привести к увеличению общей долговой нагрузки Группы и негативно повлиять на кредитные рейтинги Компании. Более того, такие предприятия могут быть убыточными, что может оказать негативное финансовое влияние на результаты деятельности Группы. При интегрировании новых предприятий могут возникнуть сложности, так как принципы операционной деятельности и культура ведения бизнеса, принятые в Компании,

могут отличаться от принципов и культуры ведения бизнеса приобретаемых ею предприятий, может потребоваться принятие определенных мер по сокращению расходов (что может привести к начальным денежным затратам) и может быть затруднено осуществление внутреннего контроля, в том числе контроля денежных потоков и расходов. Более того, даже если Компания сможет эффективно интегрировать вновь приобретенные предприятия, оценка активов, синергия и экономия могут не соответствовать ожиданиям, и соответственно, фактический уровень прибыли может оказаться ниже ожидаемого. Компания может также понести непредвиденные расходы или у нее могут возникнуть непредвиденные обязательства или убытки в связи с любым приобретением или отчуждением, в том числе в связи с сохранением ключевых работников, непредвиденными расходами на юридические услуги и рисками, связанными с приобретенным предприятием. Любая неспособность осуществить или завершить стратегическое приобретение или отчуждение, успешно интегрировать прошлые или будущие приобретения, привлечь и сохранить квалифицированный персонал для осуществления надзора за такими приобретениями либо реализовать синергии или контролировать расходы может оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Деятельность Компании осуществляется в ряде удаленных и труднодоступных регионов.

В силу удаленности многих производственных объектов Компании Компания, как правило, не имеет прямого доступа к оборудованию или техническим средствам для решения таких проблем, как поломки или неисправности оборудования, и могут возникать задержки в обеспечении доступа к необходимым материалам для проведения необходимого ремонта и технического обслуживания. Кроме того, деятельность в отдаленных районах подвергает Компанию риску, обусловленному слаборазвитой инфраструктурой, такой как отключение электроэнергии, что может сократить добычу нефти. Кроме того, климат Казахстана характеризуется суровой зимой и жарким летом. Большое количество производственных мощностей и протяженные участки сетей Компании расположены в районах с суровыми погодными условиями, особенно в зимний период, а также с резким перепадом между зимними и летними температурами, что может привести к более быстрому износу трубопроводов и сопутствующего оборудования. Например, в той части Казахстана, где находится Кашаганское месторождение, температура зимой может опускаться до -40 градусов по Цельсию, а летом может достигать +40 градусов по Цельсию. Крайне суровые погодные условия и удаленность некоторых объектов Компании могут осложнить доступ к ним для оперативного проведения ремонтных работ или технического обслуживания, а также достижение мест бурения и других объектов. В силу удаленности многих производственных объектов Компании ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для направленных атак, поскольку инфраструктуру сложнее контролировать и охранять. В результате этого Компания может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие атаки или устранить ущерб, возникший в результате таких атак, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания зависит от услуг третьих лиц.

При проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры Компании Компания в значительной степени зависит от внешних подрядчиков и субподрядчиков, которые несут ответственность за надлежащий характер ресурсов, которые они выделяют для проекта. Например, хотя Компания активно стремится выполнять определенную часть таких работ собственными силами Компании, значительная часть работ по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче, разведке и транспортировке, осуществляемыми Компанией, проводится внешними подрядчиками и субподрядчиками, и в соответствии со стратегией Компании и ее целью по оптимизации численности персонала, занятого в добывающем секторе деятельности Компании, связанные с непрофильными активами работы предполагается как прежде проводить силами внешних подрядчиков. Компания пользуется услугами внешних подрядчиков и субподрядчиков во всех регионах Казахстана при выполнении таких серьезных работ, как капитальный ремонт и техническое обслуживание скважин, ремонт и техобслуживание оборудования, буровых систем, систем изоляции трубопроводов и электромеханических систем защиты, техобслуживание и замена труб и другие основные работы по техническому обслуживанию зданий и сооружений. В результате Компания в значительной степени зависит от удовлетворительного качества работы ее внешних подрядчиков и субподрядчиков и от исполнения ими своих обязательств, и любое неисполнение

обязательств может привести к возникновению операционных и финансовых рисков, рисков, связанных с безопасностью, а также юридической ответственности и ущерба репутации. Неудовлетворительное исполнение обязательств внешними подрядчиками и субподрядчиками может привести к задержкам сроков или сокращению объемов добычи, транспортировки, переработки или поставки нефти и газа и сопутствующей продукции, что может негативно повлиять на результаты операций Компании. Кроме того, при несчастных случаях такие подрядчики и субподрядчики могут не пожелать или оказаться не в состоянии полностью возместить Компании понесенные в связи с их действиями расходы.

Деятельность Группы зависит от надежности и безопасности ее информационно-вычислительных систем.

Нефтегазовая отрасль подвержена быстро растущим рискам, связанным с киберугрозами, в том числе со стороны преступников, террористов, активистов и инсайдеров. Компания зависит от безопасности ключевой информации и систем операционных технологий, используемых, помимо прочего, при разведке, разработке, добыче, хранении и дистрибуции ее продукции; обработке, использовании и обеспечении безопасности финансовой отчетности, конфиденциальной информации, интеллектуальной собственности, личных данных и операционных данных; а также взаимодействии с руководством, персоналом и деловыми партнерами. Невзирая на меры предосторожности, предпринимаемые Компанией, нарушение либо отказ информационно-вычислительных систем Компании в результате умышленных действий, таких как атаки на ее системы кибербезопасности, отключение электроэнергии, сбой в работе или иные факторы, могут серьезно нарушить работу Компании и привести к утрате или злоупотреблению данными или служебной информацией, причинению вреда здоровью людей, нарушению хозяйственной деятельности, причинению вреда окружающей среде или имуществу Компании, нарушениям законодательства или регламентирующих требований, и потенциально к возникновению гражданско-правовой ответственности. Нарушения со стороны других компаний Группы или ее совместных предприятий также могут привести к значительным расходам или репутационным последствиям. Например, в 2017 году КСКП стал одной из организаций, пострадавших от атаки с целью вымогательства выкупа «WannaCry» (в ходе которой устройства многих известных организаций были заражены вредоносной программой с требованием выкупа, которая зашифровала файлы этих организаций и угрожала удалить их, если хакеры не получат выкуп), хотя добыча нефти не пострадала, проблемы с безопасностью не возникали, данные были восстановлены и системы снова заработали в нормальном режиме в течение короткого времени. Любые будущие сбои, нарушения и перерывы в работе могут привести к значительным расходам или репутационным последствиям и оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты операций Компании.

Факторы риска, связанные с регионом, в котором Компания осуществляет деятельность

Компания экспортирует значительную часть своей сырой нефти и газа клиентам в определенных регионах, и неблагоприятные события в экономической, политической или правовой сфере в этих регионах могут повлиять на результаты операций Компании.

Результаты операций Группы зависят от событий в экономической, политической и правовой сферах в регионах, в которых находятся ее клиенты, включая Содружество Независимых Государств, Румынию и другие европейские страны, а также Китай. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 70 процентов общего объема продаж нефти Группы приходилось на экспорт (в первую очередь в Европу и Китай) 39 процентов продаж газа Группы приходилось на экспорт (при этом 81 процент экспортировался в Китай и 11 процентов экспортировалось в Россию) и 26 процентов продаж нефтепродуктов Группы приходилось на экспорт (в основном в Европу, Китай, Россию и Таджикистан), и Группа ожидает, что значительная часть продаж Группы будет по-прежнему приходиться на клиентов, базирующихся в этих регионах. Соответственно, экономические, политические и социальные условия, а также государственная политика этих стран могут влиять на деятельность Группы во многих отношениях, включая, среди прочего: (i) степень участия правительства; (ii) темпы роста; (iii) контроль за иностранной валютой и инвестициями и (iv) распределение ресурсов. Изменения в политических, экономических и социальных условиях, законах, иных нормативных актах и политике или неспособность Группы продавать свою

продукцию в этих регионах на коммерчески выгодных условиях или вообще могут привести к тому, что Группа понесет дополнительные транспортные расходы для доставки своей продукции клиентам в более отдаленные районы или Группе придется продавать свою продукцию через брокеров на новые рынки, и каждое из указанных последствий может привести к снижению маржи для Группы. Это, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки, результаты операций и/или цену Облигаций Группы.

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

Большая часть активов и операций Группы находится и осуществляется в Казахстане. Вследствие этой географической концентрации Группа особенно чувствительна к любым изменениям политической конъюнктуры Казахстана, а также к любым слабостям экономики, в особенности местного нефтегазового рынка.

Казахстан приобрел независимость в качестве суверенного государства в 1991 году после роспуска бывшего Советского Союза. С 1992 года Казахстан активно осуществляет программу экономических реформ посредством приватизации государственных предприятий и отмены регулирования цен, что является шагом вперед в развитии по сравнению с некоторыми другими бывшими советскими республиками. Однако, как и с любой экономикой переходного периода, нельзя гарантировать, что такие реформы будут продолжаться или что такие реформы достигнут всех или каких-либо из установленных целей. После отставки первого президента Казахстана г-на Назарбаева, который руководил Казахстаном с момента обретения им независимости в 1991 году до 2019 года, в июне 2019 года президентом Казахстана был избран г-н Токаев. Любые изменения в политике, которые могут последовать за сменой руководителя, могут повлиять на политическую и экономическую ситуацию в Казахстане и в целом на его геополитические отношения, что может оказать влияние на инвестиционный климат в стране.

Казахстан зависит от соседних государств в отношении доступа к мировым рынкам для экспорта различной продукции, в том числе нефти и природного газа. Соответственно, экспортные возможности Казахстана зависят от сохранения хороших отношений с соседними странами. Любое значительное ограничение доступа к таким экспортным маршрутам может оказать неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана. Более того, неблагоприятные экономические показатели региональных рынков могут оказать неблагоприятное воздействие на казахстанскую экономику, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение, результаты операций или перспективы Группы.

Правительство также может периодически участвовать в судебных разбирательствах, например в деле Стати, что может повлиять на его репутацию или на экономические и политические условия в Казахстане. См. также раздел *«Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Группа периодически привлекается к участию в процессуальных действиях»*.

Кроме того, любой сбой в добыче, транспортировке или переработке нефти и газа в Казахстане по любой причине, в том числе в результате терроризма, стихийных бедствий, промышленных аварий, угроз здоровью населения и глобальных пандемий или изменения государственной политики, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение или результаты операций Компании.

4 декабря 2019 года Правительство приняло бюджет на 2020-2022 гг. (впоследствии скорректированный Указом Президента Республики Казахстан от 8 апреля 2020 года № 299 «Об уточненном республиканском бюджете на 2020 год»), в котором выделены средства на реализацию ключевых государственных проектов и программ экономических реформ. Темпы роста экономики и финансов Казахстана были и остаются более медленными после глобального финансового кризиса, начавшегося в 2008 году. Согласно правительственной статистике, реальный рост ВВП составил 4,1 процента в 2017 году, 4,1 процента в 2018 году и 4,5 процента в 2019 году. Международный валютный фонд прогнозирует, что в 2020 году реальный ВВП сократится на 2,7 процента.

В сентябре 2020 года S&P подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «BBB» (прогноз стабильный), рейтинговое агентство Fitch подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «BBB» (прогноз стабильный), а Moody's подтвердило суверенный кредитный рейтинг Казахстана на уровне «Ваа3» и изменило прогноз Казахстана по рейтингу со стабильного на позитивный. Любые будущие негативные изменения прогноза или понижения рейтинга, скорее всего, приведут к понижению рейтингов Компании. Любое будущее понижение суверенного кредитного рейтинга Казахстана и проблемы ликвидности в экономике Казахстана могут негативно сказаться на его экономическом развитии, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на перспективы, деятельность, финансовое положение и результаты операций Компании.

Законы о валютном регулировании влияют на сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте.

Закон Республики Казахстан «О валютном регулировании и валютном контроле» от 2 июля 2018 года в действующей редакции уполномочивает Правительство посредством принятия особого нормативного акта и в условиях угрозы экономической стабильности Казахстана вводить специальный валютный режим, при котором (i) требуется обязательная продажа иностранной валюты, полученной резидентами Казахстана; (ii) требуется размещение определенной части денежных средств, полученных от валютных операций, на депозитах с нулевой ставкой вознаграждения в уполномоченном банке или НБРК; (iii) вводятся ограничения на использование счетов, открытых в иностранных банках; (iv) ограничиваются объемы, суммы и валюта расчетов в ходе валютных операций; и (v) требуется специальное разрешение НБРК на проведение валютных операций. Более того, Правительство может устанавливать иные требования и ограничения на валютные операции, если экономическая стабильность Казахстана находится под угрозой.

Обязательства Казахстана по уставу Международного валютного фонда как члена этой организации не допускают, чтобы валютный режим ограничивал возможности резидентов по погашению валютных займов. Правительство не применяло вышеуказанные положения законодательства на дату настоящего Базового проспекта. Таким образом, неясно, как новый валютный режим, в конечном счете, повлияет на Компанию. Однако наложение любых значительных ограничений на сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте, могут существенно оказать неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты операций Компании.

В Казахстане существуют риски коррупции и иные слабые места среды для ведения бизнеса.

Как и во многих странах с развивающейся экономикой, в Казахстане сохраняется значительная проблема присутствия и восприятия повышенного уровня коррупции. Казахстан занял 113 место среди 198 стран в рейтинге Индекса восприятия коррупции Transparency International в 2019 году, набрав 34 балла (1 балл - наиболее коррумпированное государство, 100 баллов - наименее коррумпированное). На условиях ведения предпринимательской деятельности и индикаторах конкурентоспособности в Казахстане также неблагоприятно сказываются такие факторы, как необходимость реформирования механизмов защиты интересов инвесторов, расходы на открытие бизнеса, налоговая система, решение вопросов неплатежеспособности и обеспечение выполнения договорных условий. В рейтинге Глобального индекса конкурентоспособности Всемирного экономического форума 2019 года Казахстан занял 55-ое место среди 141 страны.

Нерешенные проблемы существующей или воспринимаемой коррупции и проблемы управления в государственном секторе, а также любые будущие заявления о коррупции или воспринимаемый риск ее наличия в Казахстане может оказывать существенное неблагоприятное воздействие на способность Казахстана привлекать иностранные инвестиции, что, в свою очередь, может оказывать существенное неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана и на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Кроме того, Компания разработала механизмы контроля для выявления и расследования потенциальных случаев коррупции и нарушений антикоррупционного законодательства, но в прошлом уже были случаи, когда ее сотрудники обвинялись или арестовывались по обвинению в коррупции. Например, в 2018 и 2019 гг. генеральные директора отдельных дочерних предприятий

Компании были арестованы антикоррупционными органами по обвинению во взяточничестве. Компания продолжает работать с правоохранительными и антикоррупционными органами, чтобы усилить свой надзор и контроль и избежать случаев взяточничества или коррупции, но нет гарантии, что в будущем не возникнут случаи, когда в отношении сотрудников Компании будут предъявляться обвинения или будут проводиться расследования. Несмотря на отсутствие в настоящее время существенных расследований или обвинений в отношении высшего руководства Компании, будущие обвинения или аресты сотрудников Компании за коррупцию или подозрения в коррупции со стороны ее сотрудников могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на репутацию Компании, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты операций Компании.

Компания может испытывать затруднения при получении надлежащей правовой защиты в рамках судебных разбирательств.

Независимость судебной системы Казахстана подвержена социальным, экономическим и политическим влияниям. Судебная система зачастую неэффективна, разбирательства ведутся в течение длительного времени, а некоторые судьи не имеют опыта в вопросах предпринимательского и корпоративного права. Некоторые судебные решения могут не соответствовать друг другу. Казахская судебная система может работать с задержками. Все эти недостатки могут повлиять на способность Группы или Держателей Облигаций получить надлежащую правовую защиту в казахстанских судах. Эти неопределенности делают судебные решения в Казахстане труднопрогнозируемыми, а возможности получения надлежащей правовой защиты для Группы и Держателей Облигаций – неясными.

Республика Казахстан не является участником каких-либо многосторонних или двусторонних договоров с Соединенным Королевством или США (а также с большинством иных западных юрисдикций) о взаимном приведении в исполнение судебных решений. Хотя казахское законодательство предусматривает приведение в исполнение решений иностранных судов на основе взаимности, никаких руководящих указаний или практики по этому вопросу не существует, и в настоящее время неясно, будут ли казахские суды приводить в исполнение решения иностранных судов на такой основе. Процедуры, применяемые соответствующими должностными лицами Казахстана, могут не полностью соответствовать процессуальному законодательству или судебным регламентам. Это может привести к задержке исполнительных процедур в Республике Казахстан, особенно если исполнение решений будет осуществляться в судах за пределами основных коммерческих центров, таких как Алматы и Нур-Султан. Эта неопределенность делает судебные решения в Казахстане труднопрогнозируемыми, а возможности получения надлежащей правовой защиты – неясными, и может оказать существенное неблагоприятное воздействие на цену Облигаций.

Компания не может гарантировать точность официальной статистики и иных данных, опубликованных государственными органами и используемых в настоящем Базовом проспекте.

Официальная статистика и иные данные, опубликованные органами Правительства, могут не быть такими же полными и надежными, как данные, используемые в развитых странах. Официальная статистика и иные данные могут также составляться, исходя из оснований, отличных от тех, что используются в развитых странах. Ни Эмитент, ни Компания самостоятельно не проверяли официальную статистику и иные данные, в связи с чем любое обсуждение в настоящем Базовом проспекте вопросов, относящихся к Казахстану, может содержать некоторую неопределенность вследствие неполноты или ненадежности использованной информации. В частности, инвесторам следует учитывать, что определенная статистическая информация и иные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, были получены из официальных Правительственных источников и не составлялись специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

Кроме того, некоторые сведения, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, основываются на знаниях и анализе, проведенном руководством Компании с использованием информации, полученной из неофициальных источников. Компания точно воспроизвела такую информацию и, насколько известно, Компания осознает и способна установить по информации, опубликованной

третьими лицами, что никакие факты не были опущены, которые могли бы породить неточную или вводящую в заблуждение информацию. Тем не менее, потенциальным инвесторам рекомендуется рассматривать эти данные с осторожностью. Не была проведена какая-либо независимая проверка такой информации, в связи с чем, имеется неопределенность относительно полноты или надежности такой информации, которая не составлялась специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

Факторы риска, связанные с налогообложением

Казахстанская система налогообложения подвержена частым изменениям

Казахстанская система налогообложения постоянно развивается и подвержена частым и порой неоднозначным изменениям, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на Группу. Кроме того, 25 декабря 2017 года в Казахстане был принят новый Налоговый кодекс, который вступил в силу с 1 января 2018 года («Налоговый кодекс 2018 года»). Налоговый кодекс 2018 года действует в течение короткого периода времени по сравнению с налоговым законодательством в более развитых рыночных экономиках, поэтому риски налоговых начислений в пределах его юрисдикции более вероятны, чем в странах с более развитыми налоговыми системами. Деятельность Группы в основном ведется (и большая часть активов Группы находится) в Казахстане, поэтому недостатки казахстанской налоговой системы могут оказать неблагоприятное воздействие на Группу.

Исторически сложилось так, что система сбора налогов в Казахстане была сложной и непредсказуемой, что приводило к постоянным изменениям налогового законодательства, которые иногда осуществлялись в короткие сроки и включали изменения в положения, устанавливающие правила деятельности налоговых органов, а также в другие положения, в том числе об определении налогооблагаемой базы и ставках налогообложения. Кроме того, в налоговое законодательство Казахстана регулярно вносятся изменения. Эти изменения создают налоговую неопределенность, которая может привести к неблагоприятным налоговым последствиям для Группы.

Существуют различные толкования налогового законодательства как среди государственных органов, так и внутри отдельных органов. Такие различные толкования повышают уровень неопределенности и, следовательно, налоговые риски и могут привести к непоследовательному применению таких норм законодательства. Официальные разъяснения и судебные решения часто неясны и противоречивы, в то время как налоговые споры могут привести к значительным судебным издержкам для Группы. Например, разъяснения налоговых органов по отдельным статьям Налогового кодекса 2018 года не являются юридически обязательными ни для налогоплательщиков, ни для самих налоговых органов и не могут быть приняты во внимание при разрешении налоговых споров. Кроме того, законом не установлена ответственность налоговых органов за предоставление неверного толкования статей Налогового кодекса 2018 года. Таким образом, налоговые органы вправе изменить свою позицию относительно применения той или иной статьи. Кроме того, судьи, рассматривающие судебные дела, связанные с разрешением налоговых споров, иногда выносят решения, которые могут быть сочтены спорными. Создание в 2016 году инвестиционного суда для разрешения споров с участием инвесторов, в том числе налоговых споров с участием инвесторов, не привело к существенному улучшению качества судопроизводства по налоговым вопросам и существенным позитивным изменениям в разрешении налоговых споров.

Вследствие сложности точного правового описания механизма налогообложения, недостатков юридической техники, а также пробелов и противоречий, существующих в налоговом законодательстве, налоговое законодательство части по-разному толкуется налогоплательщиками и налоговыми органами. При разрешении налоговых споров налоговые органы и суды часто выносят решения в пользу Правительства. Таким образом, налогообложение в Казахстане часто является неясным или непоследовательным и может привести к неожиданным налоговым начислениям и обязательствам, которые могут оказать существенное неблагоприятное воздействие, в частности, на деятельность, финансовое положение, результаты операций или перспективы Группы.

Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании может оказать негативное влияние на операционную гибкость Группы и налоговые начисления.

Операции Группы по трансграничной продаже сырой нефти и газа подлежат детальному рассмотрению на предмет трансфертного ценообразования, что может оказать неблагоприятное воздействие на налоговые последствия деятельности Группы. В соответствии с Законом Республики Казахстан от 5 июля 2008 года № 67-IV «О трансфертном ценообразовании» («**Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании**»), если цена экспорта не является рыночной, должно быть начислено дополнительное признание налогооблагаемого дохода по контролируемым сделкам, в том числе по трансграничным сделкам купли-продажи товаров, а также по сделкам резидентов Казахстана, совершенным за пределами Казахстана. Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании применяется независимо от того, связаны ли между собой стороны сделки. Кроме того, Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании может привести к повышению налога на долгосрочные товарные контракты, которые не основаны на рыночных ценах, или к «спотовому ценообразованию». Этот закон снижает заинтересованность Группы в заключении долгосрочных контрактов с базовым повышательным ценообразованием или фиксированным ценообразованием.

Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании вступил в силу в Казахстане с 1 января 2009 года. Формулировки Казахстанского закона о трансфертном ценообразовании нечетки, и по некоторым его положениям отсутствует значительная правоприменительная практика. Более того, Казахстанский закон о трансфертном ценообразовании не подкреплен подробными указаниями, которые все еще находятся в стадии разработки. В результате применение контроля трансфертного ценообразования к различным видам сделок четко не регламентировано. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта руководство считает, что его толкование Казахстанского закона о трансфертном ценообразовании является надлежащим и что существует вероятность сохранения позиций Группы в отношении трансфертного ценообразования, однако Группа не может дать гарантировать, что так будет на самом деле. По причине неопределенности, связанной с Казахстанским законодательством 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 в отношении рассматриваемого периода, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, финансовое положение, результаты операций или перспективы Группы.

Факторы риска, связанные с KMG Finance

Способность KMG Finance исполнять свои обязательства, если таковые имеются, в отношении Облигаций, выпущенных в рамках Программы, полностью зависит от Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от получения денежных средств от своих акционеров, своих дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний.

Основная цель KMG Finance заключается в обеспечении финансирования Компании через международные рынки капитала. Соответственно, способность KMG Finance исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от результатов деятельности Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от своих дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний в качестве источника выручки. В результате при рассмотрении рисков, которые могут повлиять на способность KMG Finance исполнять такие обязательства, потенциальным инвесторам следует обратить внимание на приведенный ниже анализ факторов риска в отношении Компании и ее способности исполнять свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance, и такой анализ в равной степени применим к способности KMG Finance исполнять свои обязательства по Облигациям, включая выплаты вознаграждения и погашение основной суммы долга. В случае покупки потенциальным инвестором Облигаций он полностью полагается на платежеспособность Компании, а не иных лиц. Кроме того, при осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации присутствует риск того, что последующие изменения фактической или предполагаемой платежеспособности Компании могут неблагоприятно повлиять на рыночную стоимость Облигаций.

Дочерние предприятия (в том числе KMG Finance), совместные предприятия и ассоциированные Компании являются отдельными юридическими лицами и не обязаны выплачивать какие-либо суммы по Облигациям или Гарантии или в обязательном порядке предоставлять средства для этой цели. В последние годы значительная часть потока денежных средств Компании была получена в

качестве дивидендов, выплачиваемых Компании ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями. Однако в будущем суммы дивидендов, выплачиваемых Компании, могут уменьшиться. Компания не может гарантировать, что размеры будущих дивидендов, выплачиваемых Компании дочерними предприятиями, совместными предприятиями или ассоциированными компаниями (если они будут выплачены), будут равны размерам дивидендов, полученных за последние годы. Кроме того, право Компании на получение активов любого из дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании после их ликвидации или реорганизации и, следовательно, право держателей Гарантии участвовать в этих активах будут субординированы по отношению к требованиям кредиторов таких дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, включая коммерческих кредиторов. Кроме того, даже если Компания являлась кредитором любых из ее дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, права Компании как кредитора будут субординированы по отношению к любому обеспечительному интересу в отношении активов дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании, а также по отношению к любой задолженности указанных лиц, имеющей приоритет перед их задолженностью перед Компанией. В случае если дивиденды от дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании значительно уменьшатся, Компания может оказаться не в состоянии выполнить свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance.

Компания также в прошлом получала средства от «Самрук-Казына и от Правительства. При этом нет никаких гарантий того, что Компания продолжит получать займы и другие виды финансирования от «Самрук-Казына», от Правительства или аффилированных с Правительством лиц.

Факторы риска, связанные со структурой конкретного выпуска Облигаций

В рамках настоящей Программы может быть выпущено много видов Облигаций. Определенное количество таких Облигаций может иметь такие особенности, которые предполагают особые риски для потенциальных инвесторов. Ниже представлено описание наиболее часто встречающихся особенностей:

Платежные обязательства Компании по Облигациям и Гарантии, при необходимости, будут структурно подчинены кредиторам дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании.

В случае, если KMG Finance является Эмитентом, такие Облигации должны быть и будут гарантированы Компанией по Гарантии. Гарантия является исключительно обязанностью Компании. Дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании являются отдельными и независимыми юридическими лицами, и они не обязаны производить платеж какой-либо суммы, причитающийся по Облигациям или Гарантии, или в обязательном порядке предоставить наличные средства, имеющиеся для этих целей, будь то дивиденды, размещение ценных бумаг, кредиты и другие платежи.

В последние годы значительное количество денежных потоков Компании было получено из дивидендов, выплачиваемых дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании; однако, если дочерним предприятиям, совместным предприятиям и ассоциированным компаниям Компании потребуются финансирование капитальных затрат или других расходов или штрафов, в том числе экологических штрафов, среди прочего, за счет денежных средств, то будущие дивиденды Компании могут сократиться. Компания не может дать никаких гарантий того, что будущие дивиденды от дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании будут того же масштаба, что и дивиденды, полученные за последние несколько лет.

Кроме того, право Компании на получение любого имущества дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании при их ликвидации или реорганизации, и соответственно, право держателей Гарантии на участие в таком имуществе будет фактически подчинено требованиям кредиторов таких дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, в том числе торговых кредиторов. Кроме того, даже если Компания

будет кредитором любых своих дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, права Компании как кредитора будут подчинены обеспечительному интересу в отношении имущества дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании и любой задолженности, имеющей приоритет перед задолженностью Компании.

Облигации с правом погашения соответствующим Эмитентом в произвольную дату.

Такая особенность Облигаций как право погашения в произвольную дату с большой вероятностью может ограничить их рыночную стоимость. В течение срока, когда Эмитент вправе принять решение о погашении Облигаций, рыночная стоимость таких Облигаций не будет подниматься существенно выше, чем стоимость их погашения. Это справедливо и в отношении любого периода до наступления какого-либо срока погашения.

Есть вероятность того, что Эмитент может выкупить Облигации в момент, когда стоимость заимствования будет ниже, чем вознаграждение по Облигациям. В таком случае инвестор, как правило, может быть не в состоянии реинвестировать выручку, полученную от погашения, по такой же высокой эффективной ставке вознаграждения, как ставка вознаграждения по выкупаемым Облигациям, а может сделать это только по существенно более низкой ставке. Потенциальным инвесторам следует принять во внимание риск реинвестирования с учетом иных возможностей для инвестирования, имеющихся на определенный момент времени.

Облигации с обратной плавающей ставкой.

Облигации с обратной плавающей ставкой имеют ставку вознаграждения, равную фиксированной ставке минус ставка, основанная на какой-либо справочной ставке (LIBOR или EURIBOR). Рыночная стоимость таких Облигаций обычно более нестабильна, чем рыночная стоимость других обычных долговых ценных бумаг с плавающей ставкой, основанной на аналогичной справочной ставке (и с другими условиями, сопоставимыми во всех других отношениях). Облигации с обратной плавающей ставкой являются более нестабильными, так как увеличение справочной ставки не только уменьшает ставку вознаграждения по таким Облигациям, но также может отражать увеличение в превалирующих ставках вознаграждения, что может оказать дальнейшее неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость таких Облигаций.

Облигации с фиксированной/плавающей ставкой вознаграждения.

На Облигации с фиксированной/плавающей ставкой может быть начислено вознаграждение по ставке, которая конвертируется из фиксированной в плавающую или из плавающей в фиксированную. В случаях, когда Эмитент вправе осуществлять такую конвертацию, это влияет на вторичный рынок и рыночную стоимость Облигаций, так как можно ожидать, что Эмитент произведет конвертацию ставки тогда, когда это, скорее всего, приведет к снижению общей стоимости заимствования. Если Эмитент производит конвертацию из фиксированной ставки в плавающую ставку при таких обстоятельствах, спред по Облигациям с плавающей/фиксированной ставкой может быть менее благоприятным, чем превалирующие на тот момент времени спреды по облигациям со схожими плавающими ставками вознаграждения, привязанными к аналогичной справочной ставке. Кроме того, новая плавающая ставка в любое время может быть ниже, чем ставки по другим Облигациям. Если Эмитент в такой ситуации производит конвертацию из плавающей ставки в фиксированную ставку, фиксированная ставка может быть ниже, чем превалирующие на тот момент времени ставки вознаграждения по его Облигациям.

Облигации, выпущенные со значительным дисконтированием или премией.

Рыночная стоимость ценных бумаг, выпущенных со значительным дисконтированием или премией от их основной суммы, может испытывать более значительные колебания в связи с общими изменениями в ставках вознаграждения, чем цены на ценные бумаги с обычной ставкой вознаграждения. В целом, чем длиннее оставшийся срок погашения ценных бумаг, тем больше волатильность цены по сравнению с ценными бумагами с обычной процентной ставкой и аналогичным сроком погашения.

Существует риск потерь по ставке вознаграждения в связи с тем, что на Облигации

установлена фиксированная ставка вознаграждения, а превалирующая процентная ставка в будущем может быть выше, чем фиксированная ставка.

Инвестирование в Облигации с фиксированной процентной ставкой предполагает риск возможных последующих изменений в рыночных процентных ставках, которые могут негативно повлиять на стоимость Облигаций с фиксированной ставкой.

Регулирование и реформирование «ставок-ориентиров», включая LIBOR, EURIBOR, Ставку CMS и другие ориентирные процентные ставки, может привести к тому, что такие «ставки-ориентиры» будут действовать не так, как раньше или прекратят действие, а также может привести к иным непредсказуемым последствиям

Ставка предложения на лондонском межбанковском рынке («LIBOR»), ставка предложения в евро на межбанковском рынке («EURIBOR»), ставка свопа с постоянным сроком погашения («Ставка CMS») и другие процентные ставки и индексы, которые считаются «ориентирами», являются предметом недавних национальных, международных и других нормативных указаний и предложений по реформе. Некоторые из этих реформ уже вступили в силу, в то время как другие еще предстоит осуществить. Эти реформы могут привести к тому, что такие «ориентиры» будут действовать не так, как раньше, или прекратят действие, а также могут привести к иным непредсказуемым последствиям. Любое такое последствие может оказать существенное неблагоприятное воздействие на любые облигации, привязанные к такому «ориентире».

17 мая 2016 года Совет Европейского союза принял Регламент ЕС об индексах, используемых в качестве ориентиров в финансовых инструментах и финансовых контрактах или для измерения эффективности деятельности инвестиционных фондов («Регламент об ориентирных ставках»). Регламент об ориентирных ставках вступил в силу 30 июня 2016 года и, с учетом некоторых переходных положений, начал действовать с 1 января 2018 года. Сфера применения Регламента об ориентирных ставках широка, и в дополнение к так называемым «критическим ориентирам», таким как LIBOR, EURIBOR и Ставка CMS, он будет применяться ко многим другим индексам процентных ставок, отсылки к которым могут присутствовать в Облигациях. Регламент об ориентирных ставках может оказать существенное влияние на «ориентирные» ставки или индексы. В частности, методология или другие условия «ориентира» могут быть изменены в целях соблюдения условий Регламента об ориентирных ставках, и такие изменения могут привести к снижению или увеличению ставки или уровня или повлиять на волатильность опубликованной ставки или уровня, а также могут привести к корректировке условий Облигаций.

Регламент об ориентирных ставках и любые другие международные, национальные или иные предложения по реформе или общее усиление нормативного контроля в отношении «ориентиров» могут привести к увеличению издержек и рисков, связанных с администрированием или иным участием в установлении «ориентиров» и соблюдением любых таких правил или требований. Такие факторы могут привести к снижению заинтересованности участников рынка в том, чтобы продолжать администрировать или вносить свой вклад в определенные «ориентиры», к изменениям в правилах или методологиях, используемых в определенных «ориентирах», или к прекращению действия определенных «ориентиров». Прекращение действия «ориентира» или изменение способа администрирования «ориентира» может привести к корректировке Условий, досрочному погашению, делистингу или другим последствиям в отношении Облигаций, привязанных к такому «ориентире». Любое такое последствие может оказать существенное неблагоприятное воздействие на стоимость и доходность любых таких Облигаций.

Инвесторы должны консультироваться со своими собственными независимыми консультантами и самостоятельно оценивать потенциальные риски, связанные с реформами, осуществляемыми посредством Регламента об ориентирных ставках, при принятии любого инвестиционного решения в отношении любых Облигаций, привязанных к «ориентире» или содержащих отсылку к нему.

Прекращение действия LIBOR в будущем может повлиять на стоимость Облигаций с плавающей ставкой, содержащих отсылку к LIBOR

27 июля 2017 года глава Управления финансового регулирования и надзора Соединенного Королевства, регулирующего LIBOR, объявил, что он не намерен продолжать убеждать или

использовать свои полномочия для принуждения соответствующих банков представлять ставки для расчета LIBOR администратору LIBOR после 2021 года. В объявлении указывается, что продолжение действия LIBOR в нынешнем виде не гарантируется после 2021 года. Невозможно предсказать, будут ли соответствующие банки продолжать предоставлять ставки для расчета LIBOR администратору LIBOR в будущем, а если будут, то в какой степени. Это может привести к тому, что LIBOR будет действовать иначе, чем раньше, и может иметь другие последствия, которые невозможно предсказать.

Чтобы устранить риск возможного прекращения действия LIBOR (как указано выше) и других ориентирных ставок, Условия включают определенные резервные положения. Эти положения применяются к «Соответствующим исходным ставкам» (которые будут включать LIBOR, EURIBOR, другие аналогичные межбанковские ставки и любую Ставку CMS). Резервные положения будут применяться, если Эмитент определит, что (i) администратор или регулирующий надзорный орган (или другой соответствующий регулирующий орган) в связи с такой Соответствующей исходной ставкой объявляет, что администратор прекратил или прекратит на постоянной или бессрочной основе предоставлять такую Соответствующую исходную ставку, и нет никакого нового администратора, который будет продолжать предоставлять Соответствующую исходную ставку, или (ii) если иное не указано в соответствующих Окончательных условиях, в отношении такой Соответствующей исходной ставки происходит Событие в отношении администратора / исходной ставки.

После наступления любого из указанных событий Эмитент вправе заменить Соответствующую исходную ставку на любую Альтернативную заранее установленную ставку-ориентир, указанную в соответствующих Окончательных условиях, или, если в соответствующих Окончательных условиях не указана Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир, на альтернативную ставку, соответствующую общепринятой рыночной практике для таких долговых обязательств, как Облигации. Если используется Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир или другая альтернативная ставка, Эмитент также вправе внести другие корректировки в условия Облигаций, в том числе в отношении новой ставки вознаграждения и Маржи, в соответствии с общепринятой рыночной практикой. В связи с этим Условия предусматривают, что Доверительный управляющий должен дать согласие на такие изменения, если он получит свидетельство, подписанное двумя уполномоченными представителями соответствующего Эмитента и подтверждающее, что каждое изменение, одобрения которого соответствующий Эмитент требует от Доверительного управляющего, является Изменением исходной ставки (согласно определению в Условиях) и что единственным следствием внесения такого изменения в требуемой формулировке станет Изменение исходной ставки, вне зависимости от его влияния на соответствующих Держателей Облигаций; при условии, однако, что Доверительный управляющий не обязан соглашаться на какое-либо Изменение исходной ставки, которое, по его единоличному мнению, приведет к (i) возникновению у Доверительного управляющего каких-либо обязательств, в отношении которых он не получил возмещение и/или обеспечение и/или предварительное финансирование в соответствии с его требованиями, или (ii) увеличению обязательств или сокращению прав или средств защиты Доверительного управляющего по Тростовому соглашению, Агентскому договору или Условиям (в зависимости от обстоятельств).

Если Эмитент не может установить альтернативную ставку и определить необходимые корректировки в условия Облигаций, Эмитент вправе выкупить Облигации.

Применение любых из указанных резервных положений может оказать неблагоприятное воздействие на инвестицию Держателя Облигаций в Облигации. Любое из вышеуказанных обстоятельств может оказать неблагоприятное воздействие на стоимость, ликвидность и прибыльность любых Облигаций с плавающей ставкой. Кроме того, любое из вышеуказанных обстоятельств или любые иные значительные изменения в отношении установления или существования любой соответствующей ставки могут повлиять на способность Эмитента исполнять свои обязательства по Облигациям с плавающей ставкой и могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на ликвидность Облигаций с плавающей ставкой и на выплачиваемую по ним сумму. Инвесторы должны обратить внимание на то, что Эмитент вправе, действуя добросовестно и разумно с коммерческой точки зрения, определить, что в отношении новой ставки необходима корректировка спреда. Любая такая корректировка может иметь

непредвиденные коммерческие последствия, и нельзя гарантировать, что, учитывая конкретные обстоятельства каждого Держателя Облигаций, любая такая корректировка будет благоприятной для каждого Держателя Облигаций.

События в отношении администратора / исходной ставки

Если какая-либо переменная, с отсылкой к которой определяются проценты, основная сумма или иные суммы, подлежащие выплате по Облигациям, является «**Соответствующей исходной ставкой**» для целей Условий, может потребоваться утверждение, регистрация, признание, подтверждение или иное включение в официальный реестр администратора или спонсора (или Соответствующей исходной ставки), чтобы Эмитент или Агент по расчетам мог использовать Соответствующую исходную ставку и исполнять свои обязательства по Облигациям. Если Эмитент определит, что такое требование применяется к администратору или спонсору (или к Соответствующей исходной ставке), но оно не было выполнено, наступает «Событие в отношении администратора / исходной ставки» и Эмитент вправе применить определенные резервные положения.

Если в Облигациях содержится отсылка к Соответствующей исходной ставке, применяются резервные положения, кратко изложенные выше в разделе «*Прекращение действия LIBOR в будущем может повлиять на стоимость Облигаций с плавающей ставкой, содержащих отсылку к LIBOR*».

KMG Finance и Компания будут должны организовать и поддерживать в силе листинг Облигаций в официальном списке ценных бумаг AIX, чтобы держатели Облигаций пользовались налоговыми льготами, предоставляемыми по Закону о МФЦА

В соответствии с Конституционным законом Республики Казахстан «О Международном финансовом центре «Астана» от 7 декабря 2015 года в действующей редакции («**Закон о МФЦА**») проценты, выплачиваемые по ценным бумагам, и прирост капитала от продажи ценных бумаг будут освобождены от налогов в Казахстане до 1 января 2066 года, при условии, что такие ценные бумаги включены в официальный список ценных бумаг AIX на момент начисления процентов и на дату продажи, соответственно. Положения Закона о МФЦА в части налоговых льгот шире, чем положения Налогового кодекса 2018 года, который обеспечивает большую гибкость и предоставляет больше преимуществ держателям ценных бумаг. Соответственно, если Облигации будут зарегистрированы только на KASE или будут удалены из официального списка ценных бумаг AIX по какой-либо причине, держатели Облигаций не будут пользоваться или утратят право пользоваться налоговыми льготами по Закону о МФЦА и к ним будет применяться режим регулирования, установленный Налоговым кодексом 2018 года. См. раздел «*Налогообложение*».

Факторы риска, связанные с Облигациями

Торговля в клиринговых системах.

Условия выпуска Облигаций предусматривают, что Облигации должны быть выпущены с минимальной деноминацией в 100 000 евро (или эквивалентной сумме в другой валюте), либо кратной суммой, превышающей указанную, в соответствующей Установленной валюте. При продаже Облигаций в клиринговой системе существует вероятность того, что клиринговые системы могут провести сделки, в результате которых получатся суммы в деноминациях меньше минимальной суммы, указанной в соответствующих Окончательных условиях, относящихся к данному выпуску Облигаций. Если требуется выдача Документарных облигаций в отношении таких Облигаций в соответствии с условиями выпуска соответствующих Глобальных облигаций, то держатель, на счету которого в соответствующей клиринговой системе в какой-либо момент времени оказывается не целое кратное минимальной деноминации, не сможет получить всей причитающейся ему выплаты в форме Документарных облигаций до тех пор, пока принадлежащая ему доля не станет кратной указанной минимальной деноминации.

Активный рынок для Облигаций может не сформироваться.

Облигации, выпущенные в рамках Программы, могут не иметь сложившегося вторичного рынка на момент выпуска, и такой рынок может не появиться. Если даже рынок появится, он может не стать

ликвидным в достаточной степени. Поэтому инвесторы могут испытывать затруднения с продажей принадлежащих им Облигаций либо с получением цены, которая принесет им доход, сравнимый с аналогичными инвестициями в развитые вторичные рынки. Это относится к Облигациям, которые особенно чувствительны к рискам изменения процентных ставок, колебаниям валют и другим рыночным рискам, либо которые были разработаны для конкретных инвестиционных целей или стратегий, либо были структурированы таким образом, чтобы соответствовать инвестиционным требованиям ограниченной категории инвесторов. В целом, такие виды Облигаций будут иметь более ограниченный вторичный рынок и более неустойчивую цену, чем обычные долговые ценные бумаги. Неликвидность может оказывать крайне неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость Облигаций.

Подана заявка для включения Облигаций в Официальный список (листинг) и их обращение на Организованном рынке Лондонской фондовой биржи. Кроме того, в случае отсутствия иной договоренности с Дилером(ами) и в Окончательных условиях Компания обеспечит регистрацию всех Облигаций, выпущенных Компанией и KMG Finance в рамках Программы, (i) в категории «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка KASE (и никакие указанные Облигации не могут быть выданы или переданы без предварительных разрешений со стороны АРРФР) и/или (ii) на Международной бирже Астаны («АИХ»), фондовой бирже, действующей на территории Международного финансового центра «Астана» («МФЦА»). Компания не может дать никаких гарантий того, что Облигации будут включены в листинг или допущены к продажам, либо в случае их включения в листинг или допуска к продажам, что активный вторичный рынок будет развиваться и существовать. В дополнение, ликвидность любого рынка Облигаций будет зависеть от количества держателей Облигаций, от интереса торговцев ценными бумагами в создании рынка Облигаций и других факторов. Следовательно, не может быть никакой гарантии относительно развития или ликвидности какого-либо рынка Облигаций.

АИХ начала свою деятельность в июле 2018 года и, соответственно, работает в течение очень небольшого времени. Нельзя гарантировать, что АИХ привлечет достаточное количество участников рынка и эмитентов для обеспечения приемлемых объемов торговли в обозримом будущем или вообще. Кроме того, учитывая недавнее начало деятельности АИХ, ее технологическая платформа не протестирована в достаточной степени. Соответственно, участники рынка, эмитенты и другие заинтересованные лица могут испытывать технические сложности с различными аспектами деятельности АИХ, в частности с информацией о котировках и торговле, а также с расчетами. Любое из указанных обстоятельств может оказать неблагоприятное воздействие на цену Облигаций, если они зарегистрированы на АИХ.

Рыночная стоимость Облигаций может быть неустойчивой.

Рыночная стоимость Облигаций может быть подвержена значительным колебаниям под влиянием фактических или ожидаемых изменений в результате деятельности Компании и ее конкурентов, неблагоприятного развития деятельности, изменений в нормативно-правовой среде, в которой осуществляет свою деятельность Компания, изменений в финансовых оценках, данных аналитиками по ценным бумагам, а также фактических или ожидаемых продажах большого количества Облигаций наряду с другими факторами, включая наличие вторичного рынка облигаций, выпущенных Казахстаном в качестве суверенного заемщика или от его имени. Кроме того, в последние годы мировые финансовые рынки испытывали существенные колебания цен и объемов, что при повторе в будущем может негативно повлиять на рыночную цену Облигаций, независимо от хозяйственной деятельности, перспектив, финансового положения, денежных потоков или результатов деятельности Компании. Различные факторы, включая рост конкуренции, колебания цен на сырьевые товары или результаты деятельности Компании, нормативно-правовая база, наличие резервов, общие рыночные условия, стихийные бедствия, террористические акты и войны могут иметь отрицательное влияние на рыночную стоимость Облигаций.

Финансовый кризис на развивающихся рынках может привести к нестабильности цен на Облигации.

Рыночная стоимость Облигаций зависит от экономического состояния и рыночных условий в Казахстане и, до определенной степени, - экономического состояния и рыночных условий в других

странах СНГ и развивающихся рынках в целом. Финансовые потрясения на других развивающихся рынках в прошлом неблагоприятно повлияли на рыночную стоимость мировых ценных бумаг для компаний, которые осуществляют деятельность на таких рынках и в других развивающихся экономиках. Если даже экономика Казахстана будет относительно стабильной, финансовое потрясение на других развивающихся рынках может неблагоприятно повлиять на рыночную стоимость Облигаций.

Казахстанское законодательство о банкротстве может быть менее благоприятным для держателей Облигаций, чем законы о несостоятельности Соединенного Королевства, США и других стран, с которыми держатели Облигаций могут быть знакомы.

Компания учреждена в Казахстане и подчиняется Закону о банкротстве Казахстана. Казахстанский Закон о банкротстве может запрещать Компании производить платежи в соответствии с Гарантией в определенных обстоятельствах. С момента начала процедуры банкротства в суде казахстанский должник не имеет права выплачивать долги, которые не были погашены до начала процедуры банкротства, с учетом определенных исключений.

После начала процедуры банкротства кредиторы этого должника не могут проводить никаких юридических действий в целях получения платежа и отмены контракта за неуплату или для обеспечения соблюдения прав кредитора в отношении любых активов должника до завершения процедуры банкротства. Договорные положения, такие как содержащиеся в Гарантии, которые позволят ускорить выплату обязательства должника по факту возникновения определенных связанных с банкротством случаев, ускорят выплату причитающейся суммы, но каждая ускоренная таким образом сумма становится частью общего обязательства в рамках соответствующего класса очередности.

В частности, законодательство Казахстана о банкротстве предусматривает, что сделки должника могут быть признанными недействительными, если они заключены или совершены в течение трех лет до инициации процедуры банкротства или реабилитации и содержат элементы, которые могут составить основания для признания данных сделок недействительными в соответствии с Гражданским кодексом Казахстана либо содержат следующие элементы: (i) цена сделки или другие условия, более обременительные для должника, чем цена или условия подобных сделок, заключенных на рынке в схожих обстоятельствах; (ii) сделки, которые выходят за рамки деятельности, разрешенной для должника в соответствии с законом, учредительными документами или решениями органов управления должника; (iii) активы были переданы безвозмездно либо по цене, которая была менее выгодна для должника, чем цена других сделок, заключенных в схожих экономических условиях, либо данная передача иным образом нарушает интересы кредиторов; (iv) сделки были заключены в течение шести месяцев перед началом процедуры банкротства или реабилитации и привели к совершению приоритетных выплат в пользу некоторых кредиторов; (v) должник передал активы в дар и заключал сделки, значительно отличающиеся от сделок, заключенных в течение года перед началом банкротства или реабилитации. Поскольку казахстанские суды не имеют достаточного опыта в сложных коммерческих вопросах, невозможно предсказать результаты процедуры банкротства.

В случае осуществления выплат в отношении Облигаций в иной валюте, чем валюта, используемая в деятельности инвестора, существуют курсовые риски.

Эмитент будет выплачивать основную сумму долга и проценты по Облигациям, и Гарант будет производить любые выплаты согласно Гарантии, в Установленной валюте. Это представляет определенные риски, связанные с конвертацией валют, если показатели финансовой деятельности инвестора выражаются главным образом в другой валюте или валютной единице («**Валюта инвестора**»), отличной от Установленной валюты. Эти риски включают риск того, что обменные курсы валют могут существенно измениться (включая изменения, связанные с девальвацией Установленной Валюты или переоценки Валюты инвестора) и риск того, что органы власти, обладающие юрисдикцией в отношении Валюты инвестора, могут установить или изменить валютное регулирование. Кроме того, такие риски в целом зависят от экономических и политических событий, которые Эмитент и Гарант не могут контролировать. Повышение в стоимости Валюты инвестора относительно Установленной валюты приведет к уменьшению: (i)

эквивалента дохода по Облигациям в Валюте инвестора; (ii) эквивалента стоимости основной суммы, выплачиваемой по Облигациям в Валюте инвестора; и (iii) эквивалента рыночной стоимости Облигаций в Валюте инвестора.

Правительство и государственные финансовые органы могут установить (как некоторые из них делали в прошлом) валютное регулирование, которое может негативно сказаться на применимом обменном курсе, а также на наличии установленной иностранной валюты на момент выплаты основной суммы долга или вознаграждений, если такие имеются, по Облигациям. В результате инвесторы могут получить меньше вознаграждения или основной суммы, чем ожидалось, или не получить вообще никакого вознаграждения или основной суммы. Даже в случае отсутствия фактического валютного регулирования есть вероятность того, что Установленная валюта для какой-либо конкретной Облигации, деноминированной не в долларах США, будет недоступна при наступлении срока погашения серии Облигаций. В этом случае Эмитент или Гарант, в зависимости от ситуации, произведет необходимые платежи в долларах США на основании рыночного обменного курса на дату такого платежа, или если такой обменный курс неизвестен, то на основании рыночного обменного курса по состоянию на последнюю дату, когда такой курс был известен.

Кредитные рейтинги не отражают все риски.

Кредитные рейтинги Компании являются оценкой соответствующих рейтинговых агентств ее способности погашать свои долги по мере наступления срока их оплаты. Таким образом, реальные или ожидаемые изменения в кредитных рейтингах в целом будут влиять на рыночную стоимость Облигаций. Кредитный рейтинг по Облигациям может быть присвоен одним или несколькими независимыми кредитными рейтинговыми агентствами. Рейтинги могут не отражать потенциальные воздействия всех рисков, связанных со структурой, рынком, дополнительными факторами, обсуждаемыми в настоящем Базовом проспекте, а также с другими факторами, которые могут повлиять на стоимость Облигаций. Кроме того, присвоенные Компании или Облигациям кредитные рейтинги в будущем могут быть изменены. Кредитный рейтинг не является рекомендацией покупать, продавать или держать ценные бумаги, он может быть пересмотрен или отозван рейтинговым агентством в любой момент времени.

Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Гаранта и его руководства за пределами Казахстана, может оказаться проблематичным.

Компания является компанией, зарегистрированной в соответствии с законодательством Казахстана, и значительная часть ее активов, деятельности и операций находятся и осуществляются в Казахстане. Кроме того, большинство ее директоров и должностных лиц проживают в Казахстане, и практически все их активы находятся в Казахстане. Это означает, что вручение судебных извещений Компании или ее директорам и должностным лицам, в том числе по вопросам, вытекающим из законодательства США по ценным бумагам или применимых законов по вопросам ценных бумаг отдельных штатов США или других стран за пределами Казахстана может оказаться невозможным. Более того, Казахстан не имеет подписанных с Соединенными Штатами Америки, Соединенным Королевством и многими другими странами международных договоров о взаимном признании и исполнении решений судов. Это означает, что признание и исполнение в Казахстане решений, вынесенных судами Соединенных Штатов Америки, Соединенного Королевства и многих других стран по различным вопросам, может оказаться затруднительным. См. раздел «Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений».

В феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в законодательство Казахстана, которым предоставил определенный иммунитет государственным органам, включая национальные компании, каковой является Компания, в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя иммунитет должен распространяться только на государственные органы постольку, поскольку они осуществляют функции суверена, а не коммерческую деятельность, и выпуск Облигаций в рамках Программы следует считать коммерческой деятельностью (и согласно Договору доверительного управления Компания отказалась в той степени, в которой это допускается применимым законодательством, от любого иммунитета, который может быть отнесен к ней в отношении Облигаций или Гарантии), то согласно принятым изменениям вопрос о том, считается ли определенная деятельность по своей природе суверенной или коммерческой, подлежит

разрешению казахстанским судом дифференцированно в каждом отдельном случае.

8 апреля 2016 года Президент Казахстана подписал Закон об арбитраже. Преамбула, а также другие положения Закона об арбитраже подразумевают, что Закон об арбитраже следует применять только при разрешении споров в Казахстане (т.е., только в отношении арбитража, находящегося в Казахстане) и не следует применять к зарубежным арбитражным разбирательствам, таким как проводимые Лондонским международным третейским судом (ЛМТС). В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже предусмотрено: «Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе деятельности арбитража на территории Республики Казахстан, а также порядок и условия признания и приведения в исполнение в Казахстане арбитражных решений...». Однако в Законе об арбитраже имеется ряд новелл, которые могут повлиять (как описано ниже) на положения об арбитраже, которые содержатся в Условиях выпуска Облигаций и Договоре доверительного управления. В частности, Закон об арбитраже не содержит четкого различия между местным и иностранным арбитражем. Однако, принимая во внимание, что Закон об арбитраже не был протестирован на практике, не может быть гарантий, что суды Казахстана поддержат толкование Закона об арбитраже, изложенное в разделе «*Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений*» и что решения, вынесенные против Компании и/или KMG Finance в арбитражных разбирательствах в Лондоне, по законам Англии, будут приведены в исполнение в Казахстане. Если казахстанские суды займут позицию, что Закон об арбитраже применим к спорам по Облигациям и Договору доверительного управления, существует риск, что решение ЛМТС по спору, связанному с Облигациями и Договором доверительного управления, не будет признано и не будет приведено в исполнение в Казахстане, как противоречащее публичному порядку Казахстана и/или спор в отношении Облигации и Договора доверительного управления не может быть разрешен арбитражем. Более того, может быть объявлен дефолт по Облигациям и Договору доверительного управления в связи с незаконностью или невозможностью приведения в исполнение обязательств Компании и/или KMG Finance об урегулировании споров по Облигациям и/или Договору доверительного управления в арбитраже ЛМТС и/или по законам Англии.

Понесенные инвесторами расходы окажут влияние на доходность инвестированного капитала

На общую доходность инвестированного в Облигации капитала окажут влияние суммы гонораров, взимаемых Агентом, номинальным поставщиком услуг и/или клиринговой организацией, используемой инвестором. Такое лицо или организация может взимать плату за открытие и ведение инвестиционного счета, перевод Облигаций, оказание депозитарных услуг, выплату процентов и основной суммы. Потенциальным инвесторам, таким образом, рекомендуется изучить основания для взимания таких сумм гонораров в отношении соответствующих Облигаций.

Выпуск Облигаций и все договоры в рамках Программы регулируются английским правом.

Потенциальным инвесторам следует учитывать то, что каждая серия Облигаций будет регулироваться и толковаться в соответствии с английским правом, и что все споры, касающиеся Облигаций, подпадают под исключительную юрисдикцию судов Англии или арбитражные судебные разбирательства в соответствии с Регламентом ЛМТС (исключительно в целях подачи исков или судебных процессов, инициированных с целью приведения в исполнение обязательств соответствующего Эмитента или Гаранта, предусмотренных настоящим Базовым проспектом). Английское право может существенно отличаться от права страны проживания потенциальных инвесторов в части, касающейся Облигаций. Если потенциальный инвестор имеет какие-либо сомнения в отношении вопросов применения английского права в качестве применимого права в отношении Облигаций, такой инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами.

Нельзя дать никаких гарантий в отношении последствий вынесения каких-либо судебных решений или изменений в английском праве или административной практике после выпуска настоящего Базового проспекта. См. раздел «*Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Гаранта и его руководства за пределами Казахстана, может оказаться проблематичным*».

Условия выпуска Облигаций позволяют определенному большинству принимать

обязательства от имени всех держателей Облигаций и Доверительному управляющему предпринимать определенные действия без согласия держателей Облигаций.

Условия выпуска Облигаций содержат положения о созыве собраний держателей Облигаций для рассмотрения вопросов, затрагивающих их интересы в целом. Эти положения позволяют определенному большинству принимать обязательства от имени всех держателей Облигаций, включая держателей Облигаций, не участвовавших и не голосовавших на соответствующих собраниях, а также держателей Облигаций, голосовавших против мнения большинства.

Условия выпуска Облигаций также предусматривают, что Доверительный управляющий может без согласия держателей Облигаций соглашаться на: (i) любое изменение, отказ от требований или санкционирование какого-либо нарушения или предполагаемого нарушения любых положений Облигаций; (ii) определение без согласия держателей Облигаций, что любой Случай неисполнения обязательств или потенциальный Случай неисполнения обязательств не будет рассматриваться как таковой; или (iii) замену Гаранта или любого из его других Дочерних предприятий как основного должника по любым Облигациям при обстоятельствах, определенных в Условии 15(с).

Защита, обеспечиваемая содержащимся в Условиях выпуска Облигаций обязательством не создавать дополнительных обременений, является ограниченной и это может оказывать отрицательное воздействие на стоимость инвестиций в Облигации.

В Условии 4 Условий выпуска Облигаций Компания обязалась не создавать сама и не разрешать никакому Существенному дочернему предприятию (данный термин определен в Условиях выпуска Облигаций) создавать, принимать, допускать или позволять существование каких-либо Обеспечительных интересов, кроме Разрешенного обеспечительного интереса (каждый из таких терминов определен в Условиях выпуска Облигаций), в отношении всего или любой части его предприятия, имущества, активов или доходов, настоящих или будущих, в целях обеспечения в пользу держателей любой Соответствующей задолженности (как данный термин определен в Условиях выпуска Облигаций) оплаты любой суммы, причитающейся в отношении любой Соответствующей задолженности, не обеспечив в отношении облигаций (х) наличия обеспечения, равнозначного и соразмерного такой Соответствующей задолженности, или (у) наличия такой иной гарантии, обязательства по возмещению убытков или иных аналогичных обязательств или такого иного обеспечения (в каждом случае), которые, как сочтет Доверительный управляющий по своему абсолютному усмотрению, не являются существенно менее выгодными для Держателей Облигаций, или (z) одобрения посредством Решения квалифицированного большинства (как данный термин определен в Тростовом соглашении) Держателей Облигаций. При этом, применение данного обязательства и обеспечиваемая им защита держателей облигаций являются ограниченными. К примеру, определение термина «Соответствующая задолженность» ограничено настоящей и будущей Задолженностью (данный термин определен в Условиях выпуска Облигаций) в форме облигаций, долговых обязательств, долговых инструментов или иных подобных инструментов рынка капитала или представленной такими инструментами, которые обычно котируются, обращаются или покупаются и продаются на любой фондовой бирже, в автоматизированной торговой системе или на внебиржевом или ином рынке ценных бумаг. Помимо этого, согласно исключению из обязательства не создавать дополнительных обременений, Компания будет вправе предоставлять обеспечение в отношении совокупной суммы Соответствующей задолженности, не превышающей 20% от стоимости консолидированных общих активов, определенной на основании последней доступной консолидированной финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с МСФО, без обязательства по предоставлению держателям Облигаций равнозначного или соразмерного обеспечения. В результате Компании будет позволено предоставлять обеспечение для ряда других форм Задолженности и создавать обеспечение в отношении значительной суммы Соответствующей задолженности без обязательства по одновременному предоставлению равнозначного и соразмерного обеспечения в отношении Облигаций или Гарантии, в зависимости от ситуации, что может оказать отрицательное воздействие на стоимость инвестиций в Облигации и/или привести к снижению очередности требований держателей Облигаций относительно таких обеспеченных кредиторов.

С выплат, производимых в отношении Облигаций, может взиматься налог, удерживаемый у источника выплаты, и могут существовать другие налоговые последствия для инвесторов.

Как правило, выплата процентов по заемным средствам, производимая казахстанским лицом в пользу нерезидента, облагается налогом у источника выплаты по ставке 15% для юридических лиц, за исключением случаев, когда (i) такой налог у источника выплаты уменьшается или не взимается согласно условиям соответствующего договора о недопущении двойного налогообложения, или (ii) по Облигациям, которые на дату начисления процентов находятся в официальном списке фондовой биржи, осуществляющей свою деятельность на территории Казахстана (такой как KASE или AIX), подлежит выплата процентное вознаграждение.

Если выплаты в отношении каких-либо Облигаций облагаются казахстанским налогом у источника выплаты, в результате чего Эмитент или Гарант (в зависимости от ситуации) должны будут уменьшить сумму таких платежей на сумму удерживаемого налога у источника выплаты, Эмитент или Гарант (в зависимости от ситуации) обязаны увеличить сумму выплат настолько, насколько это необходимо для того, чтобы чистая сумма выплат, полученная держателями Облигаций, была не меньше, чем суммы, которые они получили бы в случае отсутствия такого удержания. Однако следует заметить, что положения о полной компенсации налоговых выплат, а также положения о гарантии возмещения расходов или затрат в отношении налогов, которые могут включать подлежащие уплате налоги, связанные с ними, возможно, не смогут быть принудительно исполнены по законодательству Казахстана, поскольку налоговые органы Казахстана могут рассматривать такие положения как представляющие собой уплату налогов от имени третьих лиц.

Выплаты по Облигациям могут облагаться налогом в соответствии с FATCA.

По отношению к (i) Облигациям, выпущенным после даты, следующей через шесть месяцев после даты определения термина «сквозного зарубежного платежа» в положениях Федерального реестра США («Дата повторной сертификации»), или (ii) Облигациям, выпущенным в Дату повторной сертификации или ранее, но существенно измененным после этой даты, при определенных обстоятельствах Эмитент может быть обязан уплатить налог в соответствии с Разделами с 1471–1474 Закона США о внутреннем налогообложении 1986 года в действующей редакции и согласно принятым на его основании правовым актам («FATCA») в размере 30% от всех или части выплат основной суммы и процентов, рассматриваемых как «сквозной зарубежный платеж», совершенный не ранее даты, наступающей через два года после публикации финальных положений, определяющих термин «сквозной зарубежный платеж», в Федеральном реестре США в пользу инвестора или любого другого финансового учреждения, через которое производится платеж по Облигациям и которое является неамериканским финансовым учреждением, не соответствующий FATCA. При этом, в случае выпуска дополнительных Облигаций (как описано в разделе «Условия выпуска Облигаций - Условие 19. Дополнительные выпуски») после Даты повторной сертификации, которые облагаются налогом у источника выплаты в соответствии с FATCA и не отличаются от ранее выпущенных Облигаций, налоговые агенты могут рассматривать такие Облигации, включая любые такие Облигации, предложенные ранее Даты повторной сертификации, как объект удержания налога у источника выплаты в соответствии с FATCA. На дату составления настоящего Базового проспекта положения, определяющие термин «сквозной зарубежный платеж», еще не были опубликованы.

Нидерланды и США заключили межправительственное соглашение («МПС») с целью содействия реализации FATCA для определенных нидерландских компаний. В соответствии с МПС выплата доходов, полученных в США, нидерландским «финансовым институтам», как этот термин определен в МПС (который может включать KMG Finance), не облагается налогом в соответствии с FATCA, если они отвечают требованиям МПС. При этом, нидерландские финансовые институты должны предоставлять определенную информацию о держателях счетов в США правительству Нидерландов, и такая информация может быть в конечном итоге передана Налоговому управлению США. В настоящий момент МПС не требует осуществления удержания со «сквозных зарубежных платежей» (которые могут включать выплаты по Облигациям). Казахстан заключил межправительственное соглашение с США. В случае применимости FATCA данный вопрос будет урегулирован в соответствующих Окончательных условиях в отношении Облигаций, выпущенных после Даты повторной сертификации.

Применение FATCA к процентам, инвестиционным доходам или другим суммам, выплаченным по Облигациям или в отношении них, на данный момент не ясно. В случае, если в соответствии с

ФАТСА или МПС потребуются удержание какого-либо налога в отношении платежей по Облигациям, ни от кого не потребуются оплата дополнительных сумм в результате удержания такого налога.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ

Краткое описание Компании

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации. Компания является одной из крупнейших компаний в Казахстане по объему добычи сырой нефти и конденсата по состоянию на 30 июня 2020 года. Также по состоянию на 30 июня 2020 года Компания управляет крупнейшими в Казахстане трубопроводными сетями для транспортировки сырой нефти и газа по протяженности и пропускной способности. Кроме того, Компания осуществляет эксплуатацию каждого из трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана, а также крупного нефтеперерабатывающего завода в Румынии.

Выручка Компании распределяется главным образом между (i) разведкой и добычей («апстрим»), (ii) транспортировкой сырой нефти и транспортировкой и продажей газа («мидстрим») и (iii) переработкой, маркетингом и сбытом («даунстрим»), причем за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, 18,5% выручки приходится на разведку и добычу нефти и газа, 7,6% выручки на транспортировку нефти, 22,4% выручки на транспортировку и продажу газа и 70,0% выручки – на переработку и продажу сырой нефти и нефтепродуктов. В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, группа достигла самых высоких исторических уровней добычи и переработки.

Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 1 158,5 млрд тенге по сравнению с 693,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года (т.е. увеличилась на 465,0 млрд тенге или на 67,1% с 2018 по 2019 гг.) и 525,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (т.е. увеличилась на 168,0 млрд тенге, или на 32,0% с 2017 по 2018 гг.). Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, составила 20,7 млрд тенге, т.е. значительно снизилась по сравнению с 622,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, и годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., составила 0,9%, 16,9%, 9,9% и 11,0% соответственно от выручки Компании за эти годы.

По состоянию на 30 июня 2020 года совокупные активы Компании составляли 14 068,5 млрд тенге по сравнению с совокупными активами в размере 14 081,9 млрд тенге, 14 015,3 млрд тенге и 13 550,0 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. соответственно.

Разведка и добыча

Портфель компании в части разведки и добычи включает в себя три крупнейших месторождения, эксплуатируемых совместными предприятиями, а также более 100 дополнительных месторождений, эксплуатируемых Компанией.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, добыча Компании составила 485 тыс. баррелей в сутки (23,6 млн тонн) сырой нефти и конденсата и 8455 млн куб. м газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, добыча Компании составила 484 тыс. баррелей в сутки (23,6 млн тонн) сырой нефти и конденсата и 8137 млн куб. м газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Исходя из внутренней информации Компании и информации, полученной от Комитета по статистике, добыча сырой нефти и конденсата Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составила 26% от общего объема добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане в 2019 году, а добыча газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составила 15% от общего объема добычи газа в Казахстане в 2019 году.

Компания рассчитывает свои резервы с использованием казахстанской методологии, которая существенно отличается от признанных на международном уровне классификаций и методологий, установленных стандартами PRMS и SEC, в частности в отношении способа и степени учета

коммерческих факторов при расчете резервов. Согласно казахстанской методологии, по состоянию на 31 декабря 2019 года запасы сырой нефти Компании А+В+С1 составляли 639,7 млн тонн, газового конденсата Компании А+В+С1 – 40,9 млн тонн, газа Компании А+В+С1 – 409,7 млрд куб. м В 2019 году коэффициент замещения запасов сырой нефти А+В+С1 Компании (рассчитанный путем сравнения чистого прироста новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах с годовой добычей сырой нефти в тоннах) составил 162 процента по сравнению с 38 процентами в 2018 году. См. разделы «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане – Классификация запасов*» и «*Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Определенная информация по запасам*».

Компания связывает рост своих запасов с успешным осуществлением проектов по разведке на суше и в казахстанском секторе Каспийского моря, а также с дальнейшей разведкой на лицензионных участках, принадлежащих ее дочерним предприятиям.

Кроме того, Компания полагает, что она может обеспечить устойчивый рост своих запасов посредством (помимо прочих способов) осуществления своих прав как бенефициара предоставляемых Государством приоритетных прав на приобретение долей в контрактах на недропользование и в компаниях, являющихся сторонами предлагаемых к продаже контрактов на недропользование. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Новый режим регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах – Приоритетное право государства и стратегические участки недр*».

Транспортировка и продажа газа

Сегмент транспортировки Компании состоит из крупнейшего в Казахстане трубопровода для транспортировки сырой нефти и газа. По состоянию на 31 декабря 2019 года общая протяженность сетей нефтепроводов, которыми владеет и управляет Компания, составила 9 096 км, а общая протяженность сетей газопроводов, которыми владеет и управляет Компания, - 17 851 км (в основном через ее дочернее предприятие КТО, которое транспортирует нефть, и ее дочернее предприятие КТГ, которое транспортирует газ, соответственно). Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2019 года Компания имела долю еще в 1510 км сети нефтепроводов и 1295 км сети газопроводов в рамках своей сети совместных предприятий (в первую очередь через свое совместное предприятие КТК, которое транспортирует сырую нефть). По своим трубопроводным сетям Группа транспортировала 78,1 млн тонн сырой нефти и 103 494 млн куб. м газа за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Сегмент транспортировки Компании также занимается продажей газа, в основном через КТГ, которая осуществляет предоставленное Правительством преимущественное право на покупку сырого и/или товарного газа у недропользователей/поставщиков. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания реализовала 22,8 млрд куб. м товарного газа.

Переработка, маркетинг и сбыт

Сегмент переработки, маркетинга и сбыта Компании включает контролируемую или значительную долю во всех крупных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана. Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ в Северо-Восточном Казахстане и владеет 49,72% долей в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане, а также 50 процентов в CaspiBitum. Кроме того, Компания имеет в своем распоряжении интегрированную европейскую платформу, включающую нефтеперерабатывающий, маркетинговый и торговый бизнес, через свою 54,63% долю в Rompetrol Rafinare, которая владеет и управляет нефтеперерабатывающим заводом Petromidia в Румынии и нефтеперерабатывающим заводом Vega в Румынии, а также имеет розничную сеть из 834 АЗС в Румынии, Грузии, Молдове и Болгарии. Группа осуществила программу модернизации НПЗ с 2017 по 2018 гг., включая проекты на Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и ПНХЗ.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Компания произвела в Казахстане в общей сложности 12,5 млн тонн нефтепродуктов (нетто для Компании, включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), по сравнению с 12,2 млн тонн в 2018 году и 11,3 млн тонн в 2017 году (в каждом случае – нетто для

Компании, включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). В Румынии Компания произвела 6,6, 6,2 и 5,9 млн тонн нефтепродуктов в 2019, 2018 и 2017 гг. соответственно.

Акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства (через «Самрук-Казына» и НБРК). См. раздел «*Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами - «Самрук-Казына»*». Соответственно, Правительство оказывает серьезное влияние на принятие решений Компании и может определять ее стратегию, принимать принципиальные решения, связанные с деятельностью Компании (в том числе в вопросах инвестирования, заимствований, управления рисками и распределением активов), а также осуществлять контроль за их исполнением.

Являясь национальной нефтегазовой компанией, Компания была назначена Правительством представлять интересы государства в нефтегазовых проектах и быть бенефициаром приоритетного права государства («**Приоритетное право государства**») на приобретение долей участия в различных лицензиях и контрактах на разведку и добычу (начиная с 1999 года операции по недропользованию осуществляются только на основании контрактов) и СРП, связанных с месторождениями, имеющими стратегическое значение, а также акций (долевого участия, паев и т.п.) в компаниях-недропользователях и контролируемых ими юридических лицах (далее совместно – «**Контракты на недропользование**») или когда акции в таких юридических лицах предлагаются к продаже. В соответствии с Законом о газе КТГ был назначен в качестве национального оператора для транспортировки газа и, в статусе национального оператора, КТГ получил право преимущественной покупки всего попутного газа, произведенного в Казахстане (от имени государства) по регулируемой цене.

Кредитные рейтинги

Компании были присвоены долгосрочные валютные рейтинги Baa3 от Moody's, BB от S&P и BBB- от Fitch.

В августе 2019 года Moody's подтвердила рейтинг Компании на уровне Baa3 (прогноз положительный).

В марте 2019 года Fitch подтвердила рейтинг Компании на уровне BBB- со стабильным прогнозом, а 27 марта 2020 года этот рейтинг был повторно подтвержден Fitch.

В ноябре 2019 года S&P повысила рейтинг Компании с BB до BB-. 27 марта 2020 года S&P изменила прогноз по Компании со стабильного на негативный и утвердила рейтинг на уровне BB, после чего пересмотрела свои допущения по цене нефти.

Рейтинги ценных бумаг не являются рекомендациями к покупке, продаже или удержанию ценных бумаг и могут быть в любой момент пересмотрены или отозваны присвоившим их рейтинговым агентством. Кредитные рейтинги, включенные в настоящий Базовый проспект или на которые ссылается настоящий Базовый проспект, в целях Регламента Кредитных рейтинговых агентств (CRA Regulation) считаются рейтингами, присвоенными агентствами Moody's, S&P и Fitch, соответственно. Агентства Moody's, S&P и Fitch созданы в Европейском Союзе и зарегистрированы согласно Регламенту Кредитных рейтинговых агентств.

См. раздел «*Факторы риска - Факторы риска, связанные с Облигациями - Кредитные рейтинги не отражают все риски*».

Краткое описание KMG Finance

KMG Finance была зарегистрирована как частная компания с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid или B.V.*) в соответствии с законодательством Нидерландов 6 июня 2006 года на неограниченный срок. Компания зарегистрирована в Амстердаме. KMG Finance является прямым 100%-ным дочерним предприятием Coöperatieve KazMunaiGaz U.A., зарегистрированным в Нидерландах. Компания является акционером Coöperatieve KazMunaiGaz U.A., наряду с ТОО «КМГ-Кумколь», которое в свою очередь является 100%-ным дочерним

предприятием Компании. В соответствии со Статьей 3 Устава, целью создания KMG Finance является, в том числе, привлечение и/или предоставление заемных средств, осуществление промышленной, финансовой и коммерческой деятельности (в том числе торговли нефтью), а также всех действий, связанных или способствующих целям, перечисленным в статье 3 настоящего Устава. KMG Finance была создана в качестве компании специального назначения и не имеет работников или дочерних предприятий.

Общее описание Программы

Приведенное ниже общее описание не является полным и окончательным и во всей полноте ограничивается остальными разделами настоящего Базового проспекта. Слова и выражения, определенные в разделах «Обзор положений, связанных с Облигациями в Глобальной форме» или «Условия выпуска Облигаций» ниже имеют такие же значения в настоящем общем описании.

Эмитент	АО НК «КазМунайГаз» или, как указано в соответствующих Окончательных условиях, KazMunaiGaz Finance Sub B.V.
Идентификационный номер юридического лица (LEI)	АО НК «КазМунайГаз»: 2138001H1M69RFJCSH88 KazMunaiGaz Finance Sub B.V: 549300BEWT28HI0FK026
Гарант (в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance)	АО НК «КазМунайГаз»
Организаторы	J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc, АО «Halyk Finance» и SkyBridge Invest.
Дилеры	J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc, АО «Halyk Finance» и SkyBridge Invest, назначаемые в соответствии с Дилерским соглашением.
Доверительный управляющий	Citicorp Trustee Company Limited.
Основной платежный агент, Трансфер-агент и Агент по расчетам	Citibank, N.A., London Branch.
Регистратор	Citigroup Global Markets Europe AG.
Платежный агент и Трансфер-агент	Citibank Europe plc.
Объем Программы	10 500 000 000 долларов США (или эквивалентная сумма в другой валюте, рассчитанная в соответствии с положениями Дилерского соглашения), которая на какую-либо дату является непогашенной. Эмитент вправе в любой момент увеличить объем Программы в соответствии с Дилерским соглашением.
Выпуск	Облигации будут выпущены на синдицированной или несиндицированной основе. Облигации выпускаются сериями. Каждая серия может состоять из одного или нескольких Траншей, выпускаемых в разные даты выпуска. Облигации различных Траншей в пределах одной серии регулируются едиными условиями, кроме даты выпуска и суммы первой выплаты вознаграждения, которые могут отличаться в зависимости от Транша. Облигации каждого

Транша во всех отношениях регулируются одними и теми же условиями, за исключением того, что Транш может включать Облигации различных номиналов.

Каждый Транш регулируется Окончательными условиями, которые исключительно для целей такого Транша являются дополнением к Условиям выпуска Облигаций и к настоящему Базовому проспекту и должны рассматриваться совместно с настоящим Базовым проспектом. Условиями и положениями, применимыми к какому-либо отдельному Траншу Облигаций, являются Условия выпуска и обращения Облигаций с изменениями, дополнениями и/или применяемыми вместо них соответствующими Окончательными условиями.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 1. Форма, деноминация и право собственности».

Согласования АИХ..... Если Облигации зарегистрированы на АИХ, Эмитент должен получить (i) одобрение АИХ в отношении Базового проспекта и/или краткого описания Базового проспекта или аналогичного документа предложения в соответствии с правилами АИХ, в зависимости от обстоятельств, и (ii) согласие АИХ включить Облигации в официальный список ценных бумаг АИХ

Разрешения АРРФР В отношении Облигаций, зарегистрированных и предлагаемых для продажи на KASE, Компания не вправе выпускать, размещать или регистрировать такие Облигации на бирже за пределами Казахстана без предварительных разрешений АРРФР на выпуск и размещение Облигаций за пределами Казахстана.

Форма Облигаций..... Каждая серия Облигаций выпускается только в именной форме. Облигации, регулируемые Положением S, и Облигации, регулируемые Правилom 144 А, будут первоначально представлены Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144 А, соответственно. Глобальные облигации будут подлежать обмену на Документарные облигации (как определено в настоящем Базовом проспекте) в определенных обстоятельствах, предусмотренных в Глобальных облигациях.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 1. Форма, деноминация и право собственности».

Клиринговые системы Если не достигнуто соглашение об ином, ДТС (Депозитарная трастовая компания) (в отношении любых Облигаций, регулируемых Правилom 144А), а также Clearstream (Люксембург) и Euroclear (в отношении любых Облигаций, регулируемых Положением S), а также другие клиринговые системы по согласованию между соответствующим Эмитентом и если соответствующим Эмитентом является KMG Finance - то Компанией, Главным платежным агентом, Доверительным управляющим и соответствующим Дилером(ами).

См. раздел «Обзор положений, связанных с Облигациями в

Глобальной форме».

- Валюты**..... Облигации могут быть деноминированы в любой валюте или валютах с соблюдением всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка. При соблюдении вышеуказанных требований платежи по Облигациям могут осуществляться и/или привязываться к любой валюте или валютам, помимо той валюты, в которой деноминированы такие Облигации.
- См. раздел «*Форма Окончательных условий*».
- Статус Облигаций**..... Облигации являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4) необеспеченными обязательствами Эмитента, которые имеют и будут иметь равный статус по отношению друг к другу, а также в отношении права выплаты со всеми иными настоящими и будущими несубординированными обязательствами соответствующего Эмитента и, если применимо, совместно с Компанией, кроме обязательств, которые могут иметь приоритетный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства.
- См. раздел «*Условия выпуска Облигаций - Условие 3(a). Статус Облигаций*».
- Статус гарантии** В случае, когда KMG Finance является Эмитентом Облигаций, Облигации выпускаются под безусловную и безотзывную гарантию Компании как Гаранта. Обязательства Компании по Гарантии в отношении Облигаций являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4(a)) необеспеченными и имеют равный статус по отношению друг к другу, а также в отношении права выплаты со всеми остальными настоящими и будущими несубординированными обязательствами Компании, кроме обязательств, которые могут иметь преимущественный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства. См. Условие 3(b).
- См. раздел «*Условия выпуска Облигаций - Условие 3(b). Статус Гарантии*».
- Цена выпуска**..... При выпуске Облигации могут иметь любую цену, как предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.
- См. раздел «*Форма Окончательных условий*».
- Срок погашения** Любой срок погашения, который указан в соответствующих Окончательных условиях, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.
- См. раздел «*Условия выпуска Облигаций - Условие 10. Погашение, покупка и опционы*» и «*Форма Окончательных условий*».
- Погашение** Облигации могут быть погашены по номинальной стоимости или за иную Сумму погашения, которая указывается в соответствующих Окончательных условиях. Облигации

могут также быть погашены в сроки и в порядке, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 10. Погашение, покупка и опционы» и «Форма Окончательных условий».

Право досрочного погашения. Облигации могут быть погашены до указанного срока их погашения по решению Эмитента (полностью или частично) и/или держателей Облигаций в объеме (если применимо), указанном в соответствующих Окончательных условиях.

Облигации также могут быть погашены по усмотрению держателя при Переходе контроля (как определено в Условии 10 (d)).

Эмитент по своему выбору может погасить любые серии Облигаций полностью, но не частично, в соответствии с Условием 10(f) (*Погашение по приведенной стоимости по выбору Эмитента*) и полностью или частично в соответствии с Условием 10(g) (*Добровольное погашение по номинальной стоимости*).

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 10. Погашение, покупка и опционы» и «Форма Окончательных условий».

Погашение в целях налогообложения..... Кроме случаев, предусмотренных в разделе «Право досрочного погашения» выше, или в случае наступления Случая неисполнения обязательств, досрочное погашение допускается только в целях налогообложения в соответствии с Условием 10(c).

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 10(c). Погашение в целях налогообложения».

Номиналы..... Облигации выпускаются с номиналами, согласованными между соответствующим Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами), за исключением того, что минимальный номинал каждой Облигации должен быть равен сумме, которая периодически допускается или требуется соответствующим центральным банком (или аналогичным органом) или любыми законами или нормативными правовыми актами, применимыми к соответствующей указанной валюте, а также того, что минимальный номинал каждой Облигации равен 100 000 евро (или если Облигации деноминированы в какой-либо другой валюте, кроме евро, то эквивалентной сумме в такой валюте).

При этом в течение всего срока, когда Облигации представлены Глобальной облигацией, в соответствии с требованиями соответствующей клиринговой системы (систем), Облигации могут предлагаться к торгам только с минимальным допустимым номиналом 100 000 евро или меньшим номиналом, округляемым в сторону повышения до целого кратного, которое указывается в соответствующих Окончательных условиях.

Более того, вознаграждение по Облигациям, регулируемым Правилом 144А, начисляется суммами не менее 200 000

долларов США или эквивалентными суммами в иной валюте.

Облигации (включая Облигации, деноминированные в фунтах стерлингов) со сроком погашения менее одного года и в отношении которых поступления от выпуска принимаются Эмитентом в Соединенном Королевстве или выпуск которых в иных случаях является противоречит статье 19 ЗФУР, выпускаются минимальным номиналом, равным 100 000 фунтов стерлингов или эквивалентной сумме в иной валюте.

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций - Условие 1. Форма, деноминация и право собственности»*.

Вознаграждение Облигации могут быть с вознаграждением или без такового. Вознаграждение (если применимо) может начисляться по фиксированной или плавающей ставке.

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций - Условие 9. Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты»* и *«Форма Окончательных условий»*.

Рейтинги Траншам Облигаций могут быть присвоены рейтинги. Если Траншам Облигаций должны быть присвоены рейтинги, такой рейтинг будет указан в соответствующих Окончательных условиях.

Рейтинг не является рекомендацией к покупке, продаже или владению Облигациями, и он может быть приостановлен, снижен или отменен в любое время соответствующим рейтинговым агентством.

Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения Фиксированное вознаграждение выплачивается в конце срока заимствования в дату или даты, которые будут согласованы между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(и) Дилером(ами), а также в дату выкупа Облигаций и рассчитывается исходя из такого количества дней для расчета вознаграждения, которое будет согласовано между Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами).

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций - Условие 9(a). Вознаграждение по Облигациям с фиксированной ставкой»* и *«Форма Окончательных условий»*.

Облигации с плавающей ставкой Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой начисляется по ставке, которая определяется на той же основе, что и условная плавающая ставка по сделке своп в соответствующей Указанной валюте, в соответствии с соглашением, в которое включаются Определения 2000 ISDA или Определения 2006 ISDA (как указано в соответствующих Окончательных условиях) (опубликованные Международной ассоциацией свопов и деривативов (International Swaps and Derivatives Association, Inc.), с изменениями и дополнениями, действительными на Дату выпуска первого Транша Облигаций соответствующей серии), или на основании ставки-ориентира, которая указывается на согласованной странице экрана системы котировок (как указано в соответствующих Окончательных условиях).

Маржа (если применимо), связанная с такой плавающей

ставкой, согласовывается между Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами) по каждой серии Облигаций с плавающей ставкой (как указано в соответствующих Окончательных условиях). Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой в отношении каждого Периода начисления вознаграждения выплачивается в первый рабочий день следующего Периода начисления вознаграждения и при досрочном погашении или погашении и рассчитывается с использованием Дробного исчисления дней, указанного в соответствующих Окончательных условиях.

Если Эмитент устанавливает, что произошло событие прекращения действия ставки-ориентира, Эмитент должен в кратчайший разумный срок и с приложением разумных усилий определить Альтернативную заранее установленную ставку-ориентир или Альтернативную ставку и Корректировку спреда.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 9(b). Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой» и «Форма Окончательных условий»

Периоды начисления вознаграждения для Облигаций с плавающей ставкой

Период(ы), который(е) может (могут) быть согласован(ы) Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами) (как указано в соответствующих Окончательных условиях).

Прочие положения в отношении Облигаций с плавающей ставкой

Облигации с плавающей ставкой могут также иметь максимальную ставку вознаграждения, минимальную ставку вознаграждения или обе такие ставки вознаграждения одновременно.

Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой в отношении каждого Периода начисления вознаграждения, по предварительному согласованию до выпуска между соответствующим Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами), выплачивается в Даты выплаты вознаграждения и рассчитывается на основании такого Дробного исчисления дней, которое будет согласовано между Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами) (как указано в соответствующих Окончательных условиях).

Обязательство не создавать дополнительных обременений

В отношении Облигаций применяется обязательство не создавать дополнительных обременений.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 4. Обязательство не создавать дополнительных обременений».

Односторонние обязательства (ковенанты)

В отношении Облигаций предусматриваются следующие односторонние обязательства (ковенанты): (i) ограничение по продаже активов; (ii) финансовая информация; (iii) реорганизации; и (iv) смена деятельности.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций».

Перекрестное неисполнение обязательств

В отношении Облигаций применяется оговорка о перекрестном неисполнении обязательств.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 14(c).

Перекрестное неисполнение обязательств».

Налогообложение

Все платежи по Облигациям осуществляются без удержания налогов в Нидерландах и Казахстане, за исключением случаев, когда удержание предусмотрено законом. В таком случае Эмитент (с учетом требований Условия 12) выплачивает дополнительные суммы, в результате чего держатели Облигаций получают такие суммы, которые бы они получили по таким Облигациям в случае отсутствия требования об удержании налога.

В случае, когда KMG Finance является Эмитентом Облигаций, все выплаты Эмитента по Облигациям будут производиться без применения каких-либо налогов, удерживаемых у источника доходов Нидерландов. В случае, когда Компания выступает Гарантом по Облигациям, выпущенным KMG Finance в рамках Программы, выплаты вознаграждения от Гаранта в пользу Эмитента для финансирования обязательств Эмитента по осуществлению платежей по Облигациям будут облагаться налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда размер налога будет снижен в связи с применением международного соглашения о недопущении двойного налогообложения. Выплаты по Гарантии в отношении Облигаций будут облагаться налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане в размере 20%, за исключением случаев, когда размер налога будет снижен в связи с применением международного соглашения о недопущении двойного налогообложения.

В случае, когда Компания выступает Эмитентом Облигаций, выплата Компанией вознаграждения неказахстанскому держателю (как определено в разделе «Налогообложение - Налогообложение в Казахстане») будет облагаться налогом, удерживаемым у источника выплаты в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда ставка налога будет снижена по международному соглашению о недопущении двойного налогообложения. Налог, начисляемый на вознаграждение и удерживаемый у источника выплаты, не будет применен в том случае, если Облигации на дату начисления вознаграждения будут находиться в официальном списке биржи, функционирующей на территории Республики Казахстан (т.е. KASE или AIX).

См. раздел «Налогообложение».

В случае если какой-либо из налогов, сборов, отчислений или правительственных сборов вводится, взимается, собирается, приостанавливается или исчисляется Нидерландами или Казахстаном, любой административно-территориальной единицей или органом власти, имеющими право облагать налогом Облигации (в том числе, если применимо, платежи Гаранта согласно Гарантии), соответствующий Эмитент или (в зависимости от ситуации) Гарант, за некоторыми исключениями и ограничениями, выплачивает такие дополнительные суммы держателю любой Облигации, как если бы такое удержание или вычет за счет таких налогов не

требовались.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 12. Налогообложение».

ERISA (Закон о пенсионном обеспечении работников).....

Если иное не указано в Окончательных условиях в отношении Облигаций, Облигации могут приобретаться и находиться во владении согласно планам социального обеспечения работников и другим планам, в отношении которых действует ERISA (согласно приведенному ниже определению) или Статья 4975 Кодекса (согласно приведенному ниже определению), а также согласно любым пенсионным программам с определенными ограничениями. Считается, что покупатели, получатели и держатели Облигаций представили заверения согласно ERISA и Статье 4975 Кодекса. См. раздел «Отдельные аспекты ERISA и прочие соображения».

Применимое право.....

Английское право.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций - Условие 22(a). Применимое право».

Листинг

Подана заявка на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, в Официальный список и допуск к торгам на Организованном рынке. Настоящий Базовый проспект и любые дополнения действительны в целях включения Облигаций в Официальный список и допуска к торгам Облигаций на Организованном рынке исключительно в отношении Облигаций номиналом не менее 100 000 евро (или эквивалентной сумме в любой другой валюте на дату выпуска Облигаций) в течение двенадцати месяцев от даты выпуска настоящего Базового проспекта.

В дополнение и, если иное не будет согласовано с Дилером(ами) и предусмотрено в Окончательных условиях, Компания приложит необходимые усилия для включения Облигаций, выпускаемых Компанией в соответствии с Программой, (i) в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основной» официального списка KASE или (ii) в список AIX, в каждом случае – начиная с Даты выпуска. Компания также приложит необходимые усилия для того, чтобы Облигации, выпущенные KMG Finance, были включены в листинг KASE и/или AIX.

Ограничения торговли

Предложение и продажа Облигаций регулируются применимыми законами и нормативными документами, включая, помимо прочего, законы и нормативные акты Европейской Экономической Зоны, Казахстана, Нидерландов, Соединенного Королевства и Соединенных Штатов Америки.

См. раздел «Подписка и продажа».

Факторы риска

Инвестирование в Облигации связано с высокой степенью риска.

См. раздел «Факторы риска».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ

Чистая прибыль от каждого выпуска Облигаций будет использоваться Компанией для ее общих корпоративных целей, которые могут включать рефинансирование, погашение или другую реструктуризацию существующей задолженности.

KMG FINANCE

Общие положения

KMG Finance зарегистрирована как частная компания с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid* или *B.V.*) и в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок. Юридический адрес KMG Finance находится в Амстердаме. Фактический адрес KMG Finance: ул. Стравинского, 723 (ВТЦ Башня А, 7-й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды; номер телефона: +31 (0)20 7470054. KMG Finance зарегистрирована Торгово-промышленной палатой Нидерландов под номером №34249875. KMG Finance является прямым 100%-ным дочерним предприятием *Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.*, зарегистрированным в Нидерландах. Компания является акционером *Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.*, наряду с ТОО «КМГ-Кумколь» - 100%-ным дочерним предприятием Компании.

На 30 июня 2020 года объявленный акционерный капитал KMG Finance составлял 90 000 евро в виде простых именных акций номинальной стоимостью 100 евро каждая. На момент регистрации KMG Finance общий размер оплаченного капитала KMG Finance составил 18 000 евро и состоял из 180 простых акций, выпущенных и оплаченных по номинальной стоимости и напрямую принадлежащих *Coöperatieve KazMunaiGaz U.A.* В годы, закончившиеся 31 декабря 2008, 2017, 2018 и 2019 гг., и в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, в капитал KMG Finance были сделаны вклады в виде надбавок к номинальной стоимости акций в размере 7,8 млн США, 169,9 млн долларов США, 235,1 млн долларов США, 3,2 млн долларов США и 1,3 млн долларов США, соответственно, а также в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, сумма в размере 300 млн долларов США была возвращена акционеру в счет резерва эмиссионного дохода по акциям. В каждом случае все вклады и распределения были осуществлены в ходе обычной деятельности и в соответствии с применимыми законами и положениями Нидерландов.

Деятельность

Как предусмотрено статьей 3 Устава Компании, KMG Finance был зарегистрирован, помимо прочего, для заимствования и/или предоставления в кредит денежных сумм, заключение договоров в отношении промышленной, финансовой и коммерческой деятельности (включая, среди прочего, продажу нефти) и всю другую деятельность, связанную с объектами, включенным в список статьи 3 ее Устава. KMG Finance был создан как специальная проектная компания и не имеет работников или дочерних предприятий.

В октябре 2010 года Компания была представлена в качестве основного должника в отношении Облигаций 1 серии, Облигаций 2 серии, Облигаций 3 серии и Облигаций 4 серии, выпущенных в рамках Программы, которые представляли все такие Облигации, выпущенные KMG Finance в рамках Программы. В результате такого замещения KMG Finance был освобожден от своих обязанностей в отношении таких Облигаций и вследствие этого была отменена гарантия Компании, несмотря на то, что не произошло больше никаких изменений в условиях таких Облигаций. В апреле 2018 года Компания завершила размещение Облигаций в рамках Программы на совокупную основную сумму в размере 3,25 млрд долларов США, выпущенных в рамках трех серий: (i) Облигации на сумму 500 млн долларов США со ставкой вознаграждения 4,750% и сроком погашения в 2025 году; (ii) Облигации на сумму 1 250 млн долларов США со ставкой вознаграждения 5,375% и сроком погашения в 2030 году; и (iii) Облигации на сумму 1 500 млн долларов США со ставкой вознаграждения 6,375% и сроком погашения в 2048 году.

На момент выпуска настоящего Базового проспекта KMG Finance не имеет никаких непогашенных задолженностей в виде займов, гарантий или условных обязательств. В марте 2016 года KMG Finance в качестве продавца и КМГ в качестве гаранта заключили сделку по предварительной продаже нефти, а в 2019 году KMG Finance в добровольном порядке произвела расчеты по непогашенным обязательствам по данной сделке с предоплатой 4 декабря 2019 года. См. раздел «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - ТШО - Сделка по предварительной продаже нефти ТШО».

В отношении KMG Finance не имеется и не имелось никаких государственных, судебных или арбитражных разбирательств (включая любые текущие, или потенциальные судебные процессы, о

которых известно KMG Finance) в течение последних 12 месяцев до даты выпуска настоящего Базового проспекта, которые могли или оказали в недавнем прошлом значительное воздействие на финансовое положение или доходность KMG Finance.

Руководство

KMG Finance имеет двух управляющих директоров: г-н Арман Саулебай, фактический адрес совпадает с фактическим адресом KMG Finance, г-н Отмар Е. Каролус, фактический адрес совпадает с фактическим адресом KMG Finance; и одного члена Наблюдательного совета: г-н Даурен Карабаев, который является заместителем председателя Правления по экономике и финансам Компании и имеет следующий рабочий адрес: ул. Кунаева 8, 010000, Нур-Султан, Казахстан.

Никаких потенциальных конфликтов интересов между выполнением обязанностей управляющих директоров KMG Finance и их частными интересами и/или другими обязанностями не существует.

Общая информация

Фактический адрес KMG Finance: ул. Стравинского, 723 (ВТЦ Башня А, 7-й этаж), 1077 XX Амстердам, Нидерланды; номер телефона: +31 (0)20 7470054.

KMG Finance получил все необходимые согласования, разрешительные документы и полномочия в Нидерландах, необходимые для выпуска Облигаций и выполнения своих обязательств по ним.

Требование о получении разрешения от Центрального Банка Нидерландов (*De Nederlandsche Bank*) в соответствии со Статьей 2:11 Закона о финансовом надзоре (*Wet op het financieel toezicht*) («ЗФН») к KMG Finance не применимо.

KMG Finance соблюдает и будет продолжать соблюдать все применимые обязательства, касающиеся финансовой отчетности, установленные для KMG Finance, чьи ценные бумаги допущены к торгам на организованном рынке (согласно определению, указанному в Директиве MiFID II) в соответствии с Директивой ЕС о прозрачности (2004/109/ЕС в действующей редакции) и соответствующими пунктами Раздела 5.1А ЗФН. До тех пор, пока (i) KMG Finance имеет зарегистрированный офис в Нидерландах, (ii) Облигации включены в листинг на организованном рынке Страны-участницы и (iii) Облигации всего лишь предложены квалифицированным инвесторам (согласно определению, указанному в Регламенте о проспектах эмиссии) на территории Нидерландов, KMG Finance может по своему выбору делать раскрытие информации в любой Стране-участнице, в которой он зарегистрирован (т.е., в Нидерландах), или в Стране- участнице, в которой Облигации допущены к торгам на организованном рынке.

Обязательства, установленные законодательством Нидерландов, принятым во исполнение положений Директивы ЕС о прозрачности, ограничиваются тем, что определенные положения не распространяются на эмитентов, таких как KMG Finance, которые занимаются исключительно выпуском облигаций или иных долговых ценных бумаг номинальной стоимостью не менее 100 тыс. евро за единицу (или эквивалентной стоимостью в другой валюте).

KMG Finance обязан соблюдать действующие в Нидерландах правила, касающиеся инсайдерских сделок и рыночных махинаций, согласно Регламенту о злоупотреблениях на рынке (ЕС) №596/2014, в отношении любых проводимых компанией сделок с Облигациями, имеющими листинг на организованном рынке.

ОТОБРАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Указанная ниже финансовая информация по Компании по состоянию за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., а также за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 и 2019 гг. (в зависимости от ситуации), взята из Финансовой отчетности и Промежуточной финансовой отчетности, и должна рассматриваться совместно с ней, включая примечания к ней, содержащиеся в других разделах настоящего Базового проспекта.

Потенциальные инвесторы должны рассматривать отобранную финансовую информацию совместно с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Капитализация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность», Финансовой отчетности и Промежуточной финансовой отчетности, включая примечания к ним, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

Данные консолидированного отчета о финансовом положении

	На 30 июня	На 31 декабря		
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г.	2018 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
		(млн тенге)		
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Основные средства	4 385 152	4 484 271	4 515 170	4 080 165
Активы в форме права пользования	36 309	38 379	—	—
Активы по разведке и оценке	170 294	179 897	189 800	253 326
Инвестиционная недвижимость	24 641	9 541	24 188	27 423
Нематериальные активы	165 375	171 172	173 077	185 205
Долгосрочные банковские вклады	53 955	52 526	52 297	48 523
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	6 039 641	5 590 384	4 895 444	3 823 630
Активы по отсроченному налогу	72 475	73 714	97 881	98 681
НДС к возмещению	93 980	133 557	113 073	96 666
Авансы за долгосрочные активы	51 194	73 367	27 176	124 907
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	659 394	615 546	638 528	672 449
Прочие долгосрочные финансовые активы	2 651	2 488	4 753	4 161
Прочие долгосрочные нефинансовые активы	9 985	17 162	16 942	17 401
	11 765 046	11 442 004	10 748 329	9 432 537
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	211 463	281 215	312 299	250 369
НДС к возмещению	96 422	74 049	66 522	69 605
Предоплата по подоходному налогу	64 595	54 517	53 143	36 135
Торговая дебиторская задолженность	347 714	397 757	493 977	467 867
Краткосрочные банковские вклады	358 536	359 504	386 459	1 638 941
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	101 987	138 719	148 615	169 502
Прочие текущие активы	—	262 094	204 723	196 110
Прочие текущие финансовые активы	60 104	—	—	—
Прочие текущие нефинансовые активы	98 380	—	—	—
Денежные средства и их эквиваленты	956 742	1 064 452	1 539 453	1 263 987
	2 295 943	2 632 307	3 205 191	4 092 516
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	7 557	7 604	61 760	24 905
	2 303 500	2 639 911	3 266 951	4 117 421
ИТОГО АКТИВОВ	14 068 546	14 081 915	14 015 280	13 549 958

Примечания:

(1) Переклассифицировано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации — Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 3 к Финансовой отчетности.

	На 30 июня	На 31 декабря		
	2020 г. ⁽¹⁾	2018 г. ⁽¹⁾		
	(не проверено аудиторами)	2019 г.	2017 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
		(млн тенге)		
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал.....	916 541	916 541	916 541	709 345
Дополнительный оплаченный капитал	24 927	40 794	40 794	243 876
Прочий капитал	2 515	83	83	83
Резерв по пересчету валют отчетности	1 932 166	1 731 747	1 764 108	1 295 091
Нераспределенная прибыль.....	5 490 966	5 469 236	4 341 063	3 665 192
Относящийся к акционерам				
Материнской компании	8 367 115	8 158 401	7 062 589	5 913 587
Неконтрольная доля участия	(49 429)	38 255	80 480	870 018
ИТОГО КАПИТАЛА	8 317 686	8 196 656	7 143 069	6 783 605
Долгосрочные обязательства				
Займы.....	3 586 622	3 584 076	3 822 648	3 417 112
Резервы.....	277 309	273 589	229 797	203 775
Обязательства по отсроченному				
налогу	521 360	509 462	479 598	380 738
Обязательства по аренде	33 668	35 996	6 550	5 314
Предоплата по договорам поставки				
нефти	—	—	480 250	581 578
Прочие долгосрочные обязательства...	—	43 694	45 213	51 879
Прочие долгосрочные финансовые				
обязательства	24 193	—	—	—
Прочие долгосрочные нефинансовые				
обязательства	18 166	—	—	—
	4 461 318	4 446 817	5 064 056	4 640 396
Текущие обязательства				
Займы.....	380 671	253 428	330 590	884 140
Резервы.....	104 594	103 538	98 471	78 812
Подоходный налог к уплате	6 549	13 011	13 272	10 081
Торговая кредиторская задолженность	497 787	667 861	632 739	513 851
Прочие налоги к уплате	67 148	86 666	105 026	101 198
Обязательства по аренде	12 071	10 922	2 656	1 676
Предоплата по договорам поставки				
нефти	—	—	384 199	332 330
Прочие долгосрочные обязательства...	—	303 016	236 163	201 940
Прочие долгосрочные финансовые				
обязательства	89 017	—	—	—
Прочие долгосрочные нефинансовые				
обязательства	131 705	—	—	—
	1 289 542	1 438 442	1 803 116	2 124 028
Обязательства, непосредственно				
связанные с активами,				
классифицированными как				
предназначенные для продажи.....	—	—	5 039	1 929
Итого обязательств	5 750 860	5 885 259	6 872 211	6 766 353
ИТОГО КАПИТАЛА И				
ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	14 068 546	14 081 915	14 015 280	13 549 958

Примечания:

(1) Переклассифицировано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации — Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 3 к Финансовой отчетности.

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За годы, закончившиеся 31 декабря		
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. ⁽¹⁾ (не проверено аудиторами)	2019 г. (млн тенге)	2018 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
Выручка	2 254 095	3 402 580	6 858 856	6 988 964	4 793 763
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	224 280	445 250	827 979	697 326	414 950
Финансовый доход	63 531	61 796	240 880	161 027	122 574
Доход от выбытия дочерних организаций	—	17 481	17 481	18 359	—
Прочий операционный доход	11 764	10 143	24 936	23 035	20 165
Итого выручка и прочие доходы	2 553 670	3 937 250	7 970 132	7 888 711	5 351 452
Себестоимость покупной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(1 125 890)	(1 942 076)	(3 913 744)	(4 312 958)	(2 729 514)
Производственные расходы	(363 532)	(336 716)	(721 693)	(604 475)	(624 346)
Налоги, кроме подоходного налога ...	(139 480)	(225 890)	(454 295)	(477 732)	(354 447)
Износ, истощение и амортизация	(180 219)	(167 216)	(337 424)	(285 186)	(238 021)
Расходы по транспортировке и реализации	(222 485)	(215 512)	(420 402)	(370 777)	(238 063)
Общие и административные расходы	(74 818)	(94 179)	(213 967)	(213 485)	(163 780)
Обесценение основных средств и активов по разведке и оценке	(225 402)	(25 240)	(207 819)	(165 522)	(24 660)
(Обесценение)/восстановление инвестиций в совместное предприятие и ассоциированную компанию	(38 000)	—	—	—	14 845
Финансовые затраты	(135 194)	(160 847)	(317 433)	(427 655)	(306 355)
Прочие расходы	(14 735)	(6 627)	(7 203)	(23 283)	(34 767)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	18 119	2 185	8 479	(38 320)	67 055
Итого расходы и затраты	(2 501 636)	(3 172 118)	(6 585 501)	(6 919 393)	(4 632 053)
Прибыль до учета подоходного налога	52 034	765 132	1 384 631	969 318	719 399
Расходы по подоходному налогу	(31 330)	(142 734)	(226 180)	(279 260)	(190 285)
Прибыль за период от продолжающейся деятельности	20 704	622 398	1 158 451	690 058	529 114
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности	—	6	6	3 453	(3 666)
Чистая прибыль за период	20 704	622 404	1 158 457	693 511	525 448
Чистая прибыль/(убыток) за период, приходящаяся на:					
Акционера Материнской компании...	103 654	623 536	1 197 157	695 864	443 408
Неконтрольную долю участия	(82 950)	(1 132)	(38 700)	(2 353)	82 040
	20 704	622 404	1 158 457	693 511	525 448
Курсовая разница от пересчета валюты отчетности зарубежных подразделений	220 318	(38 314)	(32 072)	479 196	(75 011)
Эффект хеджирования	2 432	—	—	—	—
Налоговый эффект	(19 881)	2 721	(1 240)	—	—
Переклассифицированная разница от пересчета группы выбытия	—	—	—	(476)	(424)
Чистый совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах	202 869	(35 593)	(33 312)	478 720	(75 435)
Актуарный убыток по планам Группы с установленными выплатами	(1 132)	(1 156)	(5 688)	(3 658)	(1 148)
Актуальный убыток от планов совместных предприятий с установленными выплатами	—	—	199	(160)	(173)
Прочее	—	—	—	—	(150)
Налоговый эффект	—	—	1 179	(86)	8
Чистый прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав	(1 132)	(1 156)	(4 310)	(3 904)	(1 463)

прибыли и убытка в последующих периодах.....					
Чистый прочий совокупный (убыток)/доход за период.....	201 737	(36 749)	(37 622)	474 816	(76 898)
Итого совокупный доход/(убыток) за год, за вычетом налога.....	222 441	585 655	1 120 835	1 168 327	448 550
Итого совокупный доход/(убыток) за период, приходящийся на:					
Акционеров Материнской компании	305 273	587 215	1 159 447	1 161 007	366 949
Неконтрольную долю участия.....	(82 832)	(1 560)	(38 612)	7 320	81 601
	222 441	585 655	1 120 835	1 168 327	448 550

Примечания:

- (1) Переклассифицировано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации — Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2019 год.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Потенциальные инвесторы должны читать изложенную ниже информацию во взаимосвязи с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность», а также в Финансовой отчетности и Промежуточной финансовой отчетности, в каждом отдельном случае, включая примечания к ним, и с прочими финансовыми данными, содержащимися в настоящем Базовом проспекте.

Альтернативные показатели производительности

В таблицах ниже приведены альтернативные показатели производительности, используемые руководством Компании для оценки результатов деятельности Компании, которые отражают операции Компании:

	На и за шесть (двенадцать для Промежуточной ЕВИТДА за последние 12 месяцев) месяцев, закончившиеся 30 июня			
	На и за год, закончившийся 31 декабря			
	2020 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	<i>(млрд тенге, за исключением коэффициентов)</i>			
ЕВИТ ⁽¹⁾	187,2	1 702,0	1 397,0	1 025,8
ЕВИТДА ⁽²⁾	552,2	1 962,7	1 706,9	1 098,6
Промежуточные ЕВИТДА за последние 12 месяцев ⁽³⁾	1 481,4	п.а.	п.а.	п.а.
Задолженность (включая текущие платежи) ⁽⁴⁾	3 967,3	3 837,5	4 153,2	4 301,2
Итого капитала ⁽⁵⁾	8 317,7	8 196,7	7 143,1	6 783,6
Капитализация ⁽⁶⁾	12 285,0	12 034,2	11 296,3	11 084,8
Чистая капитализация ⁽⁷⁾	11 328,3	10 969,7	9 756,8	9 820,8
Чистая задолженность ⁽¹⁾⁽⁸⁾	3 010,6	2 773,0	2 613,7	3 037,2
Поток свободных денежных средств ⁽⁹⁾	(4 776)	591 721	415 630	335 609
Чистая задолженность/ЕВИТДА	п.а.	1,4	1,5	2,8
Чистая задолженность/Промежуточная ЕВИТДА за последние 12 месяцев ⁽³⁾	2,0	п.а.	п.а.	п.а.
Чистая задолженность/Чистая капитализация	0,3	0,3	0,3	0,3
Задолженность (включая текущие платежи)/Итого капитала	0,5	0,5	0,6	0,6
Текущая ликвидность ⁽¹⁰⁾	1,8	1,8	1,8	1,9
ЕВИТ/Финансовые затраты	1,38	5,36	3,27	3,35

Примечания:

- (1) Компания рассчитывает ЕВИТ за любой соответствующий период как прибыль до учета подоходного налога за такой период плюс финансовые затраты за такой период.
- (2) ЕВИТДА за соответствующий период - это чистая прибыль плюс износ, амортизация и истощение; финансовые доходы; финансовые затраты; обесценение основных средств; нематериальные активы, активы по разведке и оценке; расходы по уплате подоходного налога. См. примечание 23 к Промежуточной финансовой отчетности и Примечание 35 к Финансовой отчетности.
- (3) Промежуточная ЕВИТДА за 12 месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, рассчитывается как ЕВИТДА за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, минус ЕВИТДА за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года (составляет 1 033,5 млрд тенге (см. примечание 23 к Промежуточной финансовой отчетности)), плюс ЕВИТДА за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года.
- (4) Задолженность - текущая часть займов плюс долгосрочная часть займов на 31 декабря соответствующего периода.
- (5) Капитал - итоговый капитал по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (6) Капитализация - совокупность Задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (7) Чистая капитализация - совокупность Чистой задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (8) Чистая задолженность - Задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (9) Поток свободных денежных средств рассчитывается как чистый поток денежных средств от/(используемых в) операционной деятельности минус уменьшение предоплаты за сырую нефть ТШО минус Платежи за основные средства, нематериальные активы, инвестиционное имущество и активы по разведке и оценке плюс Доход от Казахстанской облигации (заем, ранее предоставленный Каспийскому трубопроводному консорциуму). См. сверку ниже.
- (10) Текущая ликвидность - текущие активы на 31 декабря соответствующего года, разделенные на текущие обязательства на 31 декабря соответствующего года.

В следующей таблице приведены данные по сверке показателей ЕВІТ и ЕВІТ/Финансовые затраты и прибыли до учета корпоративного подоходного налога за указанные периоды:

	На и за шесть месяцев, закончившиеся			
	30 июня	На и за год, закончившийся 31 декабря		
	2020 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	<i>(млрд тенге, за исключением коэффициентов)</i>			
Прибыль до учета подоходного налога	52,0	1 384,6	969,3	719,4
Финансовые затраты.....	(135,2)	(317,4)	(427,7)	(306,4)
ЕВІТ ⁽¹⁾	187,2	1 702,0	1 397,0	1 025,8
ЕВІТ/Финансовые затраты.....	1,38	5,36	3,27	3,35

Примечания:

- (1) Компания рассчитывает ЕВІТ за любой соответствующий период как прибыль до учета подоходного налога за такой период плюс финансовые затраты за такой период.

В следующей таблице приведены данные по сверке показателей (i) задолженности (включая текущую часть) с займами (текущими) и займами (долгосрочными); (ii) капитализации с займами (текущими) и займами (долгосрочными); (iii) денежных средств и депозитов (включая долгосрочные) с денежными средствами в банках, депозитами (сроком менее 12 месяцев) и депозитами (сроком свыше 12 месяцев); (iv) чистой капитализации с займами (текущими) и займами (долгосрочными) и денежными средствами и их эквивалентами; (v) Чистой задолженности с займами и денежными средствами и их эквивалентами; (vi) Чистой задолженности/Чистой капитализации с займами и денежными средствами и их эквивалентами; и (vii) задолженности/капитала с займами и итоговым капиталом, по состоянию на указанные даты:

	На и за шесть месяцев, закончившихся			
	30 июня	На и за год, закончившийся 31 декабря		
	2020 г.	2019 г.	2018 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
	<i>(млрд тенге, за исключением коэффициентов)</i>			
Займа (не краткосрочные).....	3 586,6	3 584,1	3 822,6	3 417,1
Займы (краткосрочные).....	380,7	253,4	330,6	884,1
Задолженность (включая текущие платежи)⁽²⁾.....	3 967,3	3 837,5	4 153,2	4 301,2
Итого капитала	8 317,7	8 196,7	7 143,1	6 783,6
Капитализация⁽³⁾.....	12 285,0	12 034,2	11 296,3	11 084,8
Денежные средства и их эквиваленты	956,7	1 064,5	1 539,5	1 264,0
Депозиты (менее 12 месяцев)	358,5	359,5	386,5	1 638,9
Депозиты (более 12 месяцев).....	54,0	52,5	52,3	48,5
Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)⁽⁴⁾.....	1 369,2	1 476,5	1 978,3	2 951,4
Чистая задолженность⁽⁵⁾.....	3 010,6	2 773,0	2 613,7	3 037,2
Чистая капитализация⁽⁶⁾.....	11 328,3	10 969,7	9 756,8	9 820,8
Чистая задолженность/Чистая капитализация (%).....	0,3	0,3	0,3	0,3
Задолженность (включая текущие платежи)/Итого капитала.....	0,5	0,5	0,6	0,6

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой Другой информации — Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 3 к Финансовой отчетности.
- (2) Задолженность - текущая часть займов плюс долгосрочная часть займов на 31 декабря или 30 июня соответствующего периода.
- (3) Капитализация - совокупность задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря или 30 июня соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (4) Денежные средства и депозиты (в том числе, долгосрочные) представляют собой сумму денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных банковских депозитов со сроком погашения менее 12 месяцев и долгосрочных банковских депозитов со сроком погашения свыше 12 месяцев.
- (5) Чистая задолженность - задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря или 30 июня соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (6) Чистая капитализация - совокупность Чистой задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря или 30 июня соответствующего периода, в зависимости от ситуации.

В следующей таблице приведены данные сверки показателей текущей ликвидности к текущим активам и текущим обязательствам по состоянию на указанные даты:

	На и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня			
	На и за год, закончившийся 31 декабря			
	2020 г.	2019 г.	2018 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
	<i>(млрд тенге, за исключением коэффициентов)</i>			
Текущие активы	2 295,9	2 632,3	3 205,2	4 092,5
Текущие обязательства	1 289,5	1 438,4	1 803,1	2 124,0
Текущая ликвидность ⁽²⁾	1,8	1,8	1,8	1,9

Примечания:

- (1) Переклассифицировано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации — Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 3 к Финансовой отчетности.
- (2) Текущая ликвидность - текущие активы на 31 декабря или 30 июня соответствующего года, разделенные на текущие обязательства на 31 декабря соответствующего года.

В следующей таблице приведены данные сверки потоков свободных денежных средств с чистыми потоками денежных средств от / (используемых в) операционной деятельности за указанные периоды:

	На и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		На и за год, закончившийся 31 декабря		
	2020 г.	2019 г.	2019 г.	2018 г. ⁽¹⁾	2017 г. ⁽¹⁾
Чистые денежные потоки, полученные от/(использованные в) операционной деятельности	197 786	(140 207)	123 801	629 161	695 393
Предоплата за сырую нефть ТШО	—	471 466	864 450	171 952	69 426
Платежи за основные средства, нематериальные активы, инвестиционную недвижимость и активы по разведке и оценке	(226 925)	(210 689)	(444 193)	(430 305)	(464 353)
Поступления от процентов по «Казахстанской облигации» ¹⁾	24 363	20 889	47 663	44 822	35 143
Поток свободных денежных средств	(4 776)	141 459	591 721	415 630	335 609

Примечания:

- (1) Заем, ранее предоставленный Каспийскому трубопроводному консорциуму

Данные по сегментам

В таблицах ниже приведены данные по активам, денежным средствам и депозитам (включая долгосрочные), задолженности и EBITDA Компании и ее сегментов по состоянию на и за указанные периоды. Данные по сегментам могут не соответствовать консолидированным данным или данным по сегментам других компаний, поскольку они представлены без исключений, включают сделки между сегментами, заключенные на условиях, согласованных между сегментами, цены которых могут отличаться от рыночных.

	На и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 г.			
	Активы	Денежные средства и депозиты ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾	ЕБИТДА ⁽³⁾
	<i>(млрд тенге)</i>			
Разведка и добыча нефти и газа	7 930	209	92	149
Транспортировка нефти	1 093	80	22	130
Продажа и транспортировка газа	2 325	225	493	193
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	2 486	355	983	90
Корпоративный	1 398	437	2 590	(6)
Прочее	287	63	43	(3)
Исключение внутрифирменных взаиморасчетов ..	(1 450)	—	(256)	(1)
Итого	14 069	1 369	3 967	552

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и эквиваленты денежных средств, а также банковские депозиты (в том числе

- долгосрочные).
- (2) Задолженность включает краткосрочную часть заимствований, а также долгосрочную часть заимствований по состоянию на 30 июня 2020 года.
- (3) См. Примечание 23 к Промежуточной финансовой отчетности.

На и за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽¹⁾		Задолженность ⁽²⁾	ЕБИТДА ⁽³⁾
	<i>(млрд тенге)</i>			
Разведка и добыча нефти и газа	7 505	224	82	963
Транспортировка нефти	1 080	91	22	219
Продажа и транспортировка газа	2 195	119	498	458
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	2 854	483	1 015	268
Корпоративный.....	1 480	491	2 451	42
Прочее	454	68	42	(32)
Исключение внутрифирменных взаиморасчетов..	(1 486)	—	(272)	45
Итого.....	14 082	1 476	3 838	1 963

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и эквиваленты денежных средств, а также банковские депозиты (в том числе долгосрочные).
- (2) Задолженность включает краткосрочную часть заимствований, а также долгосрочную часть заимствований по состоянию на 31 декабря 2019 года.
- (3) См. Примечание 35 к Финансовой отчетности.

На и за год, закончившийся 31 декабря 2018

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽¹⁾		Задолженность ⁽²⁾	ЕБИТДА ⁽³⁾
	<i>(млрд тенге)</i>			
Разведка и добыча нефти и газа	7 295	426	174	1 001
Транспортировка нефти	1 022	89	25	184
Продажа и транспортировка газа	1 820	156	544	299
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	3 996	363	1 161	255
Корпоративный.....	1 913	929	3 358	7
Прочее	158	15	46	13
Исключение внутрифирменных взаиморасчетов..	(2 189)	—	(1 155)	(51)
Итого.....	14 015	1 978	4 153	1 707

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и эквиваленты денежных средств, а также банковские депозиты (в том числе долгосрочные).
- (2) Задолженность включает краткосрочную часть заимствований, а также долгосрочную часть заимствований по состоянию на 31 декабря 2018 года.
- (3) См. Примечание 35 к Финансовой отчетности.

На и за год, закончившийся 31 декабря 2017

Активы	Денежные средства и депозиты ⁽¹⁾		Задолженность ⁽²⁾	ЕБИТДА ⁽³⁾
	<i>(млрд тенге)</i>			
Разведка и добыча нефти и газа	6 655	1 416	153	620
Транспортировка нефти	890	90	23	169
Продажа и транспортировка газа	1 445	30	450	143
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	3 846	330	1 090	198
Корпоративный.....	2 146	1 076	3 697	(58)
Прочее	168	9	48	11
Исключение внутрифирменных взаиморасчетов..	(1 599)	—	(1 160)	15
Итого.....	13 550	2 951	4 301	1 099

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и эквиваленты денежных средств, а также банковские депозиты (в том числе долгосрочные).
- (2) Задолженность включает краткосрочную часть заимствований, а также долгосрочную часть заимствований по

- состоянию на 31 декабря 2017 года.
- (3) См. Примечание 35 к Финансовой отчетности.

АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Приведенный ниже анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании следует читать вместе с Финансовой отчетностью и Промежуточной финансовой отчетностью и пояснениями к ним, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Финансовая отчетность составлена в соответствии с требованиями МСФО, а Промежуточная финансовая отчетность составлена в соответствии со стандартом МСБУ 34. Настоящий анализ и обсуждение руководством содержит заявления прогнозного характера, которые отражают риски и факторы неопределенности. См. раздел «Прогнозные заявления». Будущие фактические результаты деятельности Компании могут значительно отличаться от результатов, ожидаемых в соответствии с прогнозными заявлениями, по нескольким причинам, в том числе, по приведенным в разделе «Факторы риска» и других разделах настоящего Базового проспекта.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации. Компания является одной из крупнейших компаний в Казахстане по объему добычи сырой нефти и конденсата по состоянию на 30 июня 2020 года. Также по состоянию на 30 июня 2020 года Компания управляет крупнейшими в Казахстане трубопроводными сетями для транспортировки сырой нефти и газа по протяженности и пропускной способности. Кроме того, Компания осуществляет эксплуатацию каждого из трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана, а также крупного нефтеперерабатывающего завода в Румынии.

Деятельность Группы состоит из четырех основных сегментов: (i) разведка и добыча нефти и газа («апстрим»), (ii) транспортировка нефти; (iii) транспортировка и продажа газа (сегменты (ii) и (iii) в совокупности Компания считает деятельностью «мидстрим») и (iv) переработка и продажа сырой нефти и продуктов нефтепереработки («даунстрим»). См. раздел «Сегменты деятельности» ниже. Выручка Компании представлена в отчетности по указанным сегментам деятельности, а также в сегменте «прочая выручка», который включает остальную деятельность Компании, включая отопление и электроэнергию, обеспечение безопасности и другие услуги, связанные с нефтью и газом, причем за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, 18,5% выручки приходится на разведку и добычу нефти и газа, 7,6% выручки на транспортировку нефти, 22,4% выручки на транспортировку и продажу газа и 70,1% выручки – на переработку и продажу сырой нефти и нефтепродуктов. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, выручка и EBITDA Компании были обусловлены прежде всего деятельностью Компании по переработке и продаже, а также продажей газа и его транспортировкой, при этом 70,1% выручки и 16,2% EBITDA приходилось на переработку и продажу сырой нефти и продуктов нефтепереработки, а 22,4% выручки и 35,0% EBITDA – на разведку и продажу и транспортировку газа. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., в течение каждого года выручка и EBITDA Компании были обусловлены прежде всего деятельностью Компании по разведке и добыче, а также ее бизнесом по переработке и продаже, при этом в году, закончившемся 31 декабря 2019 года, 19,1% выручки и 49,1% EBITDA приходилось на разведку и добычу и 81,3% выручки и 13,7% EBITDA приходилось на переработку и продажу сырой нефти и продуктов нефтепереработки.

Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 1 158,5 млрд тенге по сравнению с 693,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года (т.е. увеличилась на 465,0 млрд тенге или на 67,1% с 2018 по 2019 гг.) и 525,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (т.е. увеличилась на 168,0 млрд тенге, или на 32,0% с 2017 по 2018 гг.). Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, составила 20,7 млрд тенге, т.е. снизилась на 601,7 млрд тенге по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2019 года. Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, и годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., составила 0,9%, 16,9%, 9,9% и 11,0% соответственно от выручки Компании за эти годы.

По состоянию на 30 июня 2020 года совокупные активы Компании составляли 14 068,5 млрд тенге по сравнению с совокупными активами в размере 14 081,9 млрд тенге, 14 015,3 млрд тенге и 13 550,0 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. соответственно.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

На результаты деятельности Компании и их сопоставимость между периодами влияют различные факторы, связанные со стратегией Компании, выполнением ее бизнес-плана и достижением ее целей, а также внешние факторы, не контролируемые Компанией.

Главными факторами, повлиявшими на результаты деятельности Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, и за годы, закончившихся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., которые могут повлиять на показатели деятельности в будущем, являются:

- последствия пандемии Covid-19;
- колебания цен на товары и продукты нефтепереработки;
- экономическая среда, в которой работает Компания;
- изменения в добыче сырой нефти и газа и в производстве продуктов нефтепереработки;
- последствия изменений валютных курсов;
- приобретение, отчуждение, прекращенные операции и утрата контроля над дочерними предприятиями;
- изменения в тарифах на услуги транспортировки нефти и газа;
- доле дохода совместных предприятий и ассоциированных компаний, признаваемых Компанией и ее дочерними предприятиями; и
- налогообложение, включая налог на сверхприбыль и другие сборы.

Последствия пандемии Covid-19

Covid-19 и экономическая конъюнктура повлияли на деятельность Группы. Группа по-прежнему считает целесообразным использовать принцип непрерывности деятельности при подготовке Промежуточной финансовой отчетности. Для поддержки этого подхода был составлен прогноз ликвидности был составлен в соответствии с рядом стрессовых сценариев.

Допущения по тестированию на обесценение

Ценовые допущения, использованные при тестировании на обесценение стоимости при текущем использовании, были пересмотрены в результате существенных изменений рыночных цен в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года. Долгосрочные допущения Группы в отношении цен на нефть марки Brent, курса тенге/доллар США и прогнозов инфляции были пересмотрены и в настоящее время основаны на прогнозах внешних источников и курсах независимых исследовательских организаций с учетом долгосрочных рыночных ожиданий. Объемы добычи основаны на доказанных освоенных и неосвоенных запасах (в случае дочерних предприятий), а также на доказанных и вероятных запасах (в случае значительных инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании). Срок добычи определяется либо по дате истечения срока действия контрактов на недропользование, либо по продленному сроку действия лицензии, если Группа намерена продлить срок действия лицензии. Расчетные объемы добычи основаны на планах добычи Группы, которые в основном используются для целей подачи заявок на продление контрактов на недропользование.

Ставки дисконтирования, использованные при тестировании на обесценение стоимости при текущем использовании, также были пересмотрены при подготовке Промежуточной финансовой отчетности. Ставки дисконтирования рассчитывались исходя из средневзвешенной стоимости капитала отдельной генерирующей единицы и составляли от 8,92% до 14,01% в зависимости от

функциональной валюты, периода производства, размера, премии за риск собственного капитала, бета-коэффициента и соотношения собственных и заемных средств соответствующей генерирующей единицы.

В конце второго квартала пересмотр допущений Группы в отношении цен на нефть и газ и ставок дисконтирования не привел к признанию каких-либо расходов на обесценение за второй квартал 2020 года, за исключением сумм, признанных на конец первого квартала: 60 440 млн тенге, относящихся к «Эмбаунайгазу», и 38 000 млн тенге, относящихся к совместному предприятию Группы и ассоциированной компании в сегменте разведки и добычи нефти и газа.

Группа пересмотрела свои ценовые допущения, использованные при тестировании на обесценение стоимости при текущем использовании. Ниже приводится краткое изложение пересмотренных ценовых допущений группы в реальном выражении на 2020 год:

	Вторая половина 2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Нефть Brent (долл./барр.)	39	47	55	60	64

Поскольку пандемия COVID-19 продолжалась во втором квартале 2020 года, Группа оценила возможность восстановления стоимости нефтеперерабатывающих активов, включая гудвилл, относящийся к ПНХЗ. В числе прочих факторов Группа учитывала прогнозируемую маржу НПЗ и объемы производства. В результате анализа возмещаемой стоимости нефтеперерабатывающих активов, выполненного KMG International, расходы на обесценение были признаны в консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, в размере 159 009 млн тенге, возмещаемая стоимость прочих нефтеперерабатывающих активов была выше их балансовой стоимости.

Группа пересмотрела свой анализ обесценения активов «даунстрим» и прочих активов, в результате чего было установлено, что возмещаемая стоимость превышает балансовую стоимость, и расходы на обесценение не начислялись.

Изменение ценовых или других допущений в течение следующего финансового года может привести к тому, что возмещаемая стоимость одного или нескольких нефтегазовых активов будет выше или ниже текущей балансовой стоимости.

Допущения по резервам

Скорректированная с учетом кредитного риска безрисковая ставка, используемая для дисконтирования резервов, была пересмотрена при подготовке Промежуточной финансовой отчетности в результате изменения доходности долгосрочных государственных облигаций во втором квартале 2020 года. Эти изменения не оказали существенного влияния на общую оценку Группой ставки дисконтирования, применяемой к резервам Группы, поскольку ставки дисконтирования изменились незначительно. Сроки и объем денежных потоков, связанных с существующими резервами Группы, как ожидается в настоящее время, существенно не изменятся в результате текущих условий, однако подробный ежегодный анализ будет проведен позднее в 2020 году.

Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты и предварительная продажа нефти

Цены на сырую нефть и нефтепродукты на международном и казахстанском рынке оказывают значительное влияние на результаты деятельности Компании. Мировые цены на нефть характеризуются существенной волатильностью вследствие влияния общего баланса спроса и предложения на мировом рынке, и данные факторы никак не контролируются Компанией.

Цены на сырую нефть были особенно подвержены колебаниям на протяжении последних лет и значительно снизились после начала пандемии Covid-19. Согласно статистике, опубликованной Thomson Reuters, среднемесячная спотовая цена сырой нефти марки Brent в 2019 году составила

64,21 доллара США за баррель, тогда как в 2018 году среднемесячная спотовая цена за баррель составила 71,31 доллара США. В 2020 году нефтегазовая отрасль испытывает существенный избыток предложения и слабый спрос после вспышки Covid-19. Согласно статистике, опубликованной СЭИ, среднемесячная спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 39,89 доллара США за баррель за первые шесть месяцев 2020 года, при этом наиболее высокая среднемесячная цена была зафиксирована в январе 2020 года и составила 64,65 доллара США за баррель, а наиболее низкая среднемесячная цена была зафиксирована в апреле 2020 года и составила 18,38 доллара США за баррель. Цена на сырую нефть по-прежнему находится на отметке значительно ниже рекордного среднемесячного уровня в 132,72 доллара США за баррель (июль 2008 года), и по состоянию на 14 сентября 2020 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 38,57 долларов США за баррель, согласно данным Управления по энергетической информации США. Главным образом в результате низких цен на сырую нефть в первой половине 2020 года, прибыль Компании до уплаты подоходного налога снизилась на 93,2% по сравнению с аналогичным периодом предшествующего года (52,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 765,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года).

Цены на нефть и газ являются одними из ключевых факторов, влияющих на результаты деятельности Компании, и снижение цен на сырую нефть и газ оказало в прошлом и может продолжать оказывать в будущем неблагоприятное воздействие на результаты деятельности Компании. В целом, изменение цен на сырье продиктовано рядом причин, не зависящих от Компании, и руководство Компании не в силах предсказать повторится ли и когда может повториться недавняя высокая степень волатильности цен на нефть; соответственно, фактические цены реализации могут в значительной степени отличаться от существующих расчетных цен.

Динамика цен на нефтепродукты на международном и казахстанском рынке определяется рядом факторов, наиболее важными среди которых являются цены на сырую нефть, соотношение спроса и предложения на нефтепродукты, конкуренция, удаленность рынков сбыта от предприятий, перерабатывающих нефть в конечные или промежуточные продукты переработки, сезонный дефицит в поставках нефтепродуктов, в частности в городских районах в связи с сезонными сельскохозяйственными работами и связанным с этим перераспределением поставок из городских в сельскохозяйственные районы. В дополнение к этому, несоответствие между высокими ценами на сырую нефть и низкими ценами на продукты нефтепереработки могут оказать неблагоприятное воздействие на финансовые результаты деятельности сегмента Компании, связанного с переработкой нефти.

Совмещение продаж нефти на экспорт и на внутреннем рынке оказало, и в дальнейшем будет оказывать влияние на результаты хозяйственной деятельности Компании. Традиционно, экспортные цены на сырую нефть были значительно выше внутренних цен, прежде всего из-за рекомендаций и требований Правительства, которое является единственным косвенным акционером, продавать добытую в стране нефть по ценам ниже рыночных. Периодически Правительство издает такие рекомендации или требования для предотвращения роста внутренних цен, особенно когда ощущается нехватка предложения из-за большого спроса, что вызывает рост внутренних цен. Компания предполагает, что экспортные цены будут оставаться более высокими по сравнению с внутренними ценами, и, соответственно, будет стремиться максимизировать долю экспортных продаж, несмотря на то, что она не вправе делать это в одностороннем порядке. Повышение доли экспорта может положительно повлиять на результаты деятельности Компании, тогда как, соответственно, увеличение доли обязательных продаж внутри страны может негативно на них сказаться.

Доход Компании от нефтепродуктов в Казахстане зависит от наличия сырой нефти для переработки на внутреннем рынке. Компания продает продукты нефтепереработки на европейских рынках через KMG International, которой принадлежат крупнейшие нефтеперерабатывающие предприятия в Румынии.

Текущая экономическая ситуация

В последние годы в Казахстане сложились благоприятные экономические условия. С ВВП в размере 79 млрд долларов США в 2018 году Казахстан является крупнейшей экономикой в Центральной Азии, на долю которой приходится примерно 60% ВВП региона. Однако в первой половине 2020

года ВВП Казахстана несколько сократился, главным образом вследствие глобальных сбоях в работе в результате пандемии Covid-19. Международный валютный фонд прогнозирует, что реальный ВВП в 2020 году сократится на 2,7%. Будущая стабильность казахстанской экономики во многом зависит от продолжения реализации программ экономических реформ и эффективности экономических, финансовых и монетарных мер, принимаемых Правительством, а также от событий в других экономиках региона и всего мира, особенно в связи с восстановлением мировой экономики после пандемии Covid-19, а также от событий в российской экономике и соответствующего влияния на стоимость российского рубля.

Казахстанская экономика уязвима к рыночным и экономическим спадам в других странах мира, в том числе к спадам в первой половине 2020 года в связи с пандемией Covid-19. Такие спады могут привести к сокращению доступа к капиталу, повышению стоимости капитала, росту инфляции и неопределенности в отношении экономического роста, что оказало и, как ожидается, будет оказывать существенное влияние на финансовое положение и результаты операций Компании. Несмотря на то, что Компания не может достоверно оценить влияние, которое окажут на ее консолидированное финансовое положение и результаты ее операций любое дальнейшее ухудшение ситуации на финансовых рынках или любая продолжающаяся или возросшая волатильности на валютных, сырьевых и фондовых рынках в течение любых периодов после 30 июня 2020 года, на деятельность Компании вновь могут оказать дальнейшее негативное влияние экономические условия, возникающие вследствие глобальных финансовых условий, региональной нестабильности и любого нового или дальнейшего снижения цен и спроса на сырую нефть и другие сырьевые товары. Такие рыночные условия могут оказать влияние, в частности, на добычу и объемы сырой нефти, природного газа и нефтепродуктов Компании, остатки денежных средств Компании в казахстанских банках, стоимость финансирования Компании и курс тенге/доллар США и, соответственно, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты операций Компании.

Кроме того, обладая фактическим контролем над Компанией, Правительство имеет возможность влиять на ее деятельность, в том числе возлагать на Компанию определенные социальные и иные обязательства, что может оказать неблагоприятное воздействие на финансовое положение и результаты операций Компании. Например, Компания обязана поставлять природный газ на внутренний рынок по ценам, которые регулируются Правительством, ниже экспортных цен и ранее опускались ниже себестоимости добычи такого природного газа. В результате Компания в настоящее время несет убытки от своих внутренних поставок газа по текущим ценам, и внутренние поставки имеют приоритет перед газом, доступным Компании для возврата в производство или для экспорта.

Изменения в добыче сырой нефти, газа и переработанных нефтепродуктов

Способность Компании получать выручку зависит главным образом от добычи сырой нефти и газа и производства нефтепродуктов.

Компания добывает сырую нефть, газ и производит нефтепродукты через свои производственные дочерние предприятия, которые полностью консолидированы в Компании, а также через свои совместные предприятия и ассоциированные компании. Однако, в связи с тем, что Компания отчитывается по своим совместным предприятиям и ассоциированным компаниям методом учета по доле участия, Компания не получает прямую выручку и не несет расходов на реализацию в связи с добычей сырой нефти, газа и производством нефтепродуктов, осуществляемыми ее совместными предприятиями и ассоциированными компаниями. Поэтому, в контексте обсуждения выручки Компании и расходов на реализацию, данные по добыче и производству предоставлены только по Компании, ее дочерним предприятиям и ее долям в совместных предприятиях (исключая добычу и производство совместных предприятий и ассоциированных компаний).

Добыча нефти

В 2019 году консолидированная добыча сырой нефти Компанией оставалась стабильной по сравнению с 2018 годом и составила 23,6 млн тонн. За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, консолидированная добыча сырой нефти Компанией увеличилась на 1% (с 23,4 млн тонн за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, до 23,6 млн тонн). Добыча нефти и конденсата Компанией

включает добычу в рамках крупных проектов и эксплуатируемых активов. В 2019 году крупнейшими активами по добыче нефти и конденсата являлись ТШО и ОМГ, соответственно. На крупные проекты приходилось 65,5% добычи нефти и конденсата, а на эксплуатируемые активы – 34,5%.

В 2016 году была возобновлена коммерческая добыча на месторождении Кашаган, и в 2019 году добыча на Кашагане достигла наивысшего уровня в 400 000 баррелей в день при среднесуточной добыче 307 000 баррелей в день. На месторождении Кашаган, эксплуатируемом КСКП, Компанией было добыто 1 169 млн тонн сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 1 094 млн тонн сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что составляет, соответственно, 4,9% и 4,6% от общих объемов добычи сырой нефти Компании за указанные годы.

Добыча газа

Добыча природного и попутного газа Компанией включает добычу в рамках крупных проектов и эксплуатируемых активов. Крупные проекты включают ТШО (Тенгиз), КРО (Карачаганак) и КСКП (Кашаган), которые вместе добыли 5,8 млрд куб. м за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, а эксплуатируемые активы включают ОМГ (Узень), ММГ, ЭМГ (Эмба) и другие, которые вместе добыли 2,6 млрд куб. м за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. ТШО, в котором Компании принадлежит 20% доля, добыло 38,5% (или 3,3 млрд куб. м), 38,4% (или 3,1 млрд куб. м) и 38,6% (или 3,2 млрд куб. м) от добычи газа Компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. КРО, в котором Компании принадлежит 10% доля (через ее 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак») добыло 22,0% (или 1,9 млрд куб. м), 23,2% (или 1,9 млрд куб. м) и 23,0% (или 1,9 млрд куб. м) от добычи газа Компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, консолидированная добыча природного и попутного газа Компании увеличилась до 8,5 млрд куб. м по сравнению с 8,1 млрд куб. м за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в основном за счет повышения операционной эффективности и совершенствования производственных линий.

Производство нефтепродуктов

Консолидированные объемы производства нефтепродуктов Компании включают производство на Атырауском НПЗ, ПНХЗ, Шымкентском НПЗ и Caspi Vitum в Казахстане, а также НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» в Румынии. См. раздел «Деятельность - Переработка, маркетинг и сбыт». За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, продажи нефтепродуктов Компанией остались примерно на том же уровне – 23,5 млн тонн по сравнению с 23,7 млн тонн за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

Влияние изменений валютных курсов

Курс тенге к доллару США и динамика инфляции в Казахстане влияют на результаты операций Компании, главным образом потому, что (i) большая часть консолидированной выручки Компании от продаж сырой нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, тогда как значительная часть расходов Компании выражена в тенге, и (ii) значительная часть заимствований и кредиторской задолженности Компании выражена в долларах США. Соответственно, колебания курса тенге к доллару США значительно повлияли и, вероятно, будут продолжать влиять на консолидированные результаты операций Компании. 20 августа 2015 года НБРК принял политику свободно плавающего обменного курса и среднесрочного таргетирования инфляции.

В следующей таблице представлены средние и установленные на конец периода курсы тенге к доллару США, установленные Казахстанской фондовой биржей для указанных периодов:

<u>Период</u>	<u>Средний за период</u>	<u>На конец периода</u>
	<i>(тенге за 1 доллар США)</i>	
Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года	404,71	403,93
Год, закончившийся 31 декабря 2019 года	382,87	382,59
Год, закончившийся 31 декабря 2018 года	345,04	384,20
Год, закончившийся 31 декабря 2017 года	326,08	332,33

Источник: АО «Казахстанская фондовая биржа»

По состоянию на 31 декабря 2019 года некоторые займы Компании, выраженные в иностранной валюте, были определены как инструменты хеджирования. Доходы в размере 10,3 млн тенге от пересчета этих заемных средств были признаны в 2019 году (по сравнению с убытком в 364,2 млн тенге в 2018 году) и были переведены в прочий совокупный доход, который частично компенсировал прибыли и убытки от пересчета чистых инвестиций в дочерние предприятия (зарубежные операции).

Приобретения, прекращенная деятельность, отчуждения и утрата контроля

В период с 1 января 2017 года Компания совершила ряд сделок по приобретению и продаже активов, которые имели, и ожидается, что продолжат иметь существенное влияние на результаты деятельности Компании, несмотря на то, что ни одно отдельное приобретение не составляло долю, превышающую 10% от активов или выручки Компании.

Компания также рассматривает возможность определенных приобретений и отчуждений в краткосрочной и среднесрочной перспективе, которые могут включать отчуждение КТГ и/или приобретение активов с задолженностью. Нельзя гарантировать, что какое-либо приобретение или отчуждение будет успешно завершено или завершено вообще, и любые такие приобретения или отчуждения могут оказать существенное влияние на деятельность и финансовые перспективы Компании.

Консолидированные дочерние предприятия и совместная деятельность

Предложение о приобретении и обратный выкуп акций РД КМГ

Исторически АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») являлось крупным дочерним предприятием по разведке и добыче, которое владело несколькими продуктивными месторождениями, в том числе через ОМГ, ЭМГ, КГМ, ССЕЛ и РКІ. Простые акции РД КМГ прошли листинг на KASE, а ее ГДР были включены в стандартный сегмент Официального списка и допущены к торгам на основном рынке листинговых ценных бумаг Лондонской фондовой биржи, но в 2018 году Группа завершила предложение о приобретении и предложении акций, а простые акции и ГДР были исключены из листинга 10 мая 2018 года. 22 февраля 2019 года РД КМГ завершила программу обратного выкупа своих привилегированных акций. 14 мая 2019 года привилегированные акции были исключены из листинга KASE. В соответствии с программой обратного выкупа в 2019 году РД КМГ осуществила общий выкуп находящихся в обращении привилегированных и простых акций на сумму 2 464 млн тенге (2018 год: 642 524 млн тенге, 2017 год: ноль) в рамках программы выкупа всех находящихся в обращении ГДР и простых акций, имеющих котировку на KASE.]

Группа осуществляет ликвидацию РД КМГ в рамках внутренней реорганизации.

Присоединение КМГ-ПМ

До декабря 2017 года КМГ-ПМ была основным нефтеперерабатывающим, маркетинговым и торговым подразделением Компании. 30 ноября 2017 года совместным решением акционеров Компании и акционеров КМГ-ПМ было одобрено решение о присоединении КМГ-ПМ к Компании с целью повышения эффективности и исключения дублирования функций и обязанностей. Сделка по присоединению вступила в силу 1 декабря 2017 года в соответствии с положениями Гражданского кодекса Республики Казахстан. Совместное решение акционеров предусматривало расширение основных видов деятельности Компании, перечисленных в ее уставе, в том числе в части переработки нефти, эксплуатации сетей АЗС и продажи сырой нефти и нефтепродуктов Компании. См. раздел «Деятельность - Переработка, маркетинг и сбыт - Переработка - Шымкентский НПЗ».

Евро-Азия Эйр

8 ноября 2017 года Компания завершила реализацию своей 100% доли в Евро-Азия Эйр на сумму 11,9 млрд тенге. Это отчуждение было осуществлено в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года.

Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании

С 1 января 2017 года Компания приобрела доли участия в нескольких совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, которые учитываются в консолидированной финансовой отчетности Компании по методу долевого участия. По методу долевого участия Компания признает свою долю чистой прибыли или убытка таких совместных предприятий или ассоциированных компаний отдельной строкой в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе. Соответственно, такие приобретения оказали, и ожидается, что будут продолжать оказывать, существенное воздействие только на прибыль Компании.

Отчуждения

ТОО «КМГ-Retail»

8 февраля 2019 года Компания завершила продажу 100% доли в ТОО «КМГ-Retail» («**КМГ-Retail**») за 60 512 млн тенге, которая принесла прибыль от отчуждения КМГ-Retail в размере 17 481 млн тенге.

АО «Казахстанско-Британский технический университет»

В январе 2019 года Компания заключила договор с Общественным фондом «Фонд образования Нурсултана Назарбаева» о продаже 100% принадлежащих Компании акций в АО «Казахстанско-Британский технический университет» («**КБТУ**»). По условиям соглашения передача акций и оплата должны производиться тремя траншами в течение двух лет; общая сумма встречного предоставления составила 11 370 млн тенге. 6 февраля 2019 года Компания больше не считала себя «контролирующей» КБТУ для целей бухгалтерского учета, и 14 января 2020 года Общественный фонд «Фонд образования Нурсултана Назарбаева» оплатил и получил второй транш акций. Продажа акций КБТУ Общественному фонду «Фонд образования Нурсултана Назарбаева» завершилась 20 марта 2020 года.

Прибыль от отчуждения КБТУ составила 149 млн тенге, а убыток, понесенный КБТУ за период с 1 января 2019 года до даты отчуждения, равный 143 млн тенге, был признан в составе прибыли от прекращенной деятельности.

ООО «КазТрансГаз-Тбилиси»

По состоянию на 31 декабря 2017 года КТГ владела 100% долей в ООО «КазТрансГаз-Тбилиси» («**КТГ-Тбилиси**»). 16 марта 2009 года Городской суд Кутаиси запретил КТГ осуществлять права по управлению соответствующей деятельностью КТГ-Тбилиси. Как следствие, Группа утратила контроль над КТГ-Тбилиси и прекратила включать его в консолидированную отчетность с даты утраты контроля.

13 сентября 2018 года КТГ и Правительство Грузии подписали арбитражное соглашение, в соответствии с которым КТГ полностью продала долю в КТГ-Тбилиси компании WALTWAY LTD за 40 млн долларов США. Продажа была завершена 28 сентября 2018 года.

Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа

Компания получает выручку от транспортировки нефти и газа за счет взимания тарифов со своих клиентов. Тарифы за внутреннюю и транзитную транспортировку нефти регулируются, соответственно, Комитетом по естественным монополиям и Министерством энергетики, а регулирование транспортировки нефти на экспорт было отменено в мае 2015 года. См. раздел «Деятельность - Транспортировка - Транспортировка сырой нефти - Тарифы на транспортировку сырой нефти и минимальные объемы»

Транспортировка нефти

Выручка от транспортировки нефти в основном формируется КТО и ККТ по долгосрочным контрактам на транспортировку сырой нефти на экспорт по трубопроводным системам, которые они эксплуатируют. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 48% транспортируемой нефти

было предназначено на экспорт, 30% приходилось на внутреннюю транспортировку, и 22% на транзит через Казахстан.

Экспорт. Государственного регулирования тарифов на экспорт и транзит сырой нефти по магистральным трубопроводам КТО, ККТ или Мунайтас не существует, хотя акционерное соглашение устанавливает тариф на экспорт сырой нефти КТК. Группа взимает следующие тарифы за экспорт сырой нефти: (i) КТО – тариф 6 399 тенге за тонну за 1 000 км (без НДС); (ii) ККТ – тариф 6 799 тенге за тонну за 1 000 км (без НДС); (iii) Мунайтас – тариф 6 799 тенге за тонну за 1 000 км; и (iv) КТК – тариф 38,00 долларов США за тонну за 1 000 км.

Внутренняя. Внутренние тарифы подлежат утверждению Комитетом по естественным монополиям. Комитет по естественным монополиям утвердил следующие максимальные тарифы на внутреннюю транспортировку сырой нефти: 4110 тенге за тонну за 1 000 км (без НДС) для КТО на 2020 год, до утверждения пятилетнего тарифа Комитетом по естественным монополиям; 7 100 тенге за тонну за 1 000 км (без НДС) для ККТ до 2024 года; и 6 799 тенге за тонну за 1 000 км (без НДС) для Мунайтас (независимо от расстояния).

Транзит. КТО и ККТ также взимают фиксированные тарифы за транзит российской сырой нефти по своим трубопроводным системам в Китай. Тарифы на транзит сырой нефти по магистральному нефтепроводу утверждаются Министерством энергетики. Министерство энергетики установило следующие ставки до 2023 года: (i) 4,23 доллара США за тонну для КТО и (ii) 10,77 доллара США за тонну для ККТ.

Любое увеличение тарифов, взимаемых Группой, оказывает, а любое будущее увеличение, как ожидается, продолжит оказывать положительное влияние на рост доходов от транспортировки нефти, получаемых Компанией, а также на ее прибыльность. При этом, однако, такое увеличение тарифов в прошлом оказывало, и в будущем ожидается, что будет оказывать, небольшое неблагоприятное воздействие на добывающую деятельность Компании и ассоциированных компаний, таких как ТШО, КРО, Казахойл Актобе и ММГ.

Транспортировка газа

Выручка от транспортировки газа формируется главным образом за счет ИЦА, АГП, ГБШ и Магистрального газопровода КТГ-Аймак по контрактам на транспортировку природного газа по трубопроводным системам, которые они эксплуатируют. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 57% транспортируемого газа приходилось на транзит через Казахстан, 25% на экспорт и 17% на внутреннюю транспортировку.

В мае 2015 года в Закон Казахстана «О естественных монополиях» 1998 года был внесен ряд изменений, и государственное регулирование тарифов на экспорт было отменено. Соответственно, Комитет по регулированию естественных монополий регулирует только тарифы на транспортировку газа внутри страны, устанавливая максимальный размер тарифов. См. раздел «Деятельность - Транспортировка - Транспортировка и хранение газа - Тарифы на транспортировку газа».

Внутренняя. Тарифы на внутреннюю транспортировку, как правило, покрывают расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода, увеличенные на отдельный элемент прибыли. Следующие тарифы были утверждены Комитетом по естественным монополиям и действуют для транспортировки товарного газа: (i) 2213 тенге за 1 000 кубических метров транспортируемого природного газа (без НДС) в отношении ИЦА (независимо от расстояния) с 1 января 2017 года; (ii) 555,5 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа за 100 км (без НДС) в отношении Азиатского газопровода с 1 января 2020 года (снижен по сравнению с 3494 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа за 100 км (без НДС) с 1 марта 2016 года по 1 января 2020 года); (iii) 1200 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа за 100 км (без НДС) в отношении газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент с 1 января 2020 года (снижен по сравнению с 16 574 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа за 100 км (без НДС) с 1 мая 2019 года по 1 января 2020 года); и (iv) 592 тенге за 1 000 куб. м транспортируемого природного газа в отношении Магистрального газопровода КТГ-Аймак (независимо от расстояния).

Международная. С момента отмены государственного регулирования экспортных тарифов ИЦА свободно обсуждает, определяет и согласовывает тарифы на международную транспортировку со своими партнерами по международной транспортировке без согласования со стороны Комитета по естественным монополиям. Большинство тарифов на международную транспортировку газа определяются в договорах и, следовательно, могут быть изменены в порядке, предусмотренном применимым договором. Договорные тарифы зависят от величины расходов плюс средняя рентабельность основных средств. В соответствии с договором ИЦА с Газпромом тариф установлен на уровне 2 доллара США за 1000 куб. м транспортируемого природного газа за 100 км (без НДС).

Любое увеличение тарифов, взимаемых Группой, оказывает, а любое будущее увеличение, как ожидается, продолжит оказывать положительное влияние на рост доходов от транспортировки газа, получаемых Компанией, а также на ее прибыльность.

Изменения доли дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний

Компании принадлежат значительные доли, как прямо, так и через ее дочерние предприятия, в ряде совместных предприятий, среди которых крупнейшими являются (помимо прочих) ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), ТОО «Азиатский газопровод» (АГП) и Mangistau Investments B.V. (ММГ). Доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях учитываются методом учета по доле участия. В соответствии с методом учета по доле участия, консолидированный отчет о совокупном доходе Компании просто учитывает ее долю в чистой прибыли или убытках совместно контролируемого предприятия единой статьей. После приобретения доли в совместных операциях Компания признает свою долю в активах таких совместных операций, включая свою долю любых совместно приобретенных обязательств. Компания также признает свою выручку от продажи своей доли продукции, произведенной в результате совместной операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; и свои расходы, включая свою долю в любых совместно понесенных расходах.

Ассоциированные компании являются предприятиями, которые находятся под существенным прямым или косвенным влиянием Компании, но не контролируются ею, и в которых Компания, как правило, владеет от 20% до 50% голосующих акций. Отчетность по инвестициям в ассоциированные компании, также как и в случае инвестиций в совместные предприятия, составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних предприятий в ассоциированных компаниях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных компаний и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Финансовой отчетности.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО, АГП и других совместных предприятий и ассоциированных компаний, в том числе общий совокупный доход, относимый на 20%-ную долю участия Компании в совместном предприятии ТШО (по состоянию на 31 декабря 2019 года) в размере 414,9 млрд тенге, и общий совокупный доход, относимый на все доли участия Компании в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях в размере 828,0 млрд тенге. Таким образом, на прибыльность Компании существенно повлияли и, очевидно, продолжают влиять в будущем результаты деятельности таких совместных предприятий, над которым она не имеет полного контроля.

Налогообложение

В феврале 2016 года Министерством национальной экономики Республики Казахстан была введена прогрессивная шкала вывозных таможенных пошлин на сырую нефть. Согласно новому режиму, с экспортируемой сырой нефти взимается вывозная таможенная пошлина с плавающей ставкой, если мировая цена на нефть поднимается выше 25 долларов США (при мировой цене на нефть ниже 25 долларов США вывозная таможенная пошлина не взимается). Вывозные таможенные пошлины рассчитываются по средней рыночной цене сырой нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья на нефть марки Brent и Urals. В июне 2020 года вывозная таможенная пошлина составляла 0 долларов США за тонну.

1 января 2018 года вступил в силу Налоговый кодекс 2018 года, заменивший собой Налоговый кодекс 2009 года. Налоговым кодексом 2018 года введен ряд новых понятий, которые могут оказать влияние на налоговое бремя Компании в будущие периоды. Ключевые изменения, которые были введены Налоговым кодексом 2018 года и могут повлиять на Компанию, включают, в том числе:

- *Принцип добросовестности:* В Налоговом кодексе 2018 года сформулирован принцип «добросовестности» налогоплательщика, который, в частности, предусматривает толкование всех неопределенностей и неурегулированных вопросов налогового законодательства в пользу налогоплательщика при рассмотрении его жалобы.
- *Контролируемые иностранные компании:* Налоговый кодекс 2018 года предусматривает включение суммарной прибыли контролируемых иностранных компаний или постоянных учреждений контролируемых иностранных компаний («КИК») в налогооблагаемый доход. В этих целях КИК определяется как юридическое лицо-нерезидент или иная иностранная форма организации предпринимательской деятельности без образования юридического лица, в которых 25% и более доли участия (голосующих акций) прямо или косвенно, или конструктивно принадлежат юридическому или физическому лицу, являющемуся резидентом Республики Казахстан, или которые прямо или косвенно, или конструктивно контролируются юридическим или физическим лицом, являющимся резидентом Республики Казахстан, при условии, что такое юридическое лицо или организация, или его/ее постоянное учреждение («ПУ») зарегистрированы в государстве с льготным налогообложением или эффективная ставка налогообложения КИК или ПУ КИК составляет менее 10%.
- *Альтернативный налог на недропользование:* В 2018 году вводится альтернативный налог на недропользование в качестве альтернативы налогам недропользователей. Альтернативный налог на недропользование вправе применить взамен уплаты налога на сверхприбыль, налога на добычу полезных ископаемых, платежа по возмещению исторических затрат Государства и рентного налога на экспорт углеводородов недропользователи, осуществляющие операции по добыче и/или совмещенной разведке и добыче углеводородов на континентальном шельфе Казахстана и определенных глубоких месторождениях. По Контрактам на недропользование, заключенным до 1 января 2018 года, в случае выбора недропользователями альтернативного налога они должны направить в соответствующий орган уведомление об этом. Выбравший альтернативный налог на недропользование недропользователь не может вернуться к прежнему порядку уплаты налогов. Сумма корпоративного подоходного налога не подлежит вычету для целей исчисления альтернативного налога на недропользование, и налог исчисляется по ставкам, варьирующимся от 0% при цене на сырую нефть ниже 50 долларов США за баррель до 30% в зависимости от рыночной цены сырой нефти, т.е. 0% при цене 50 долларов США за баррель с повышением на 6% на каждые 10 долларов США за баррель сверх 50 долларов США.
- *Бонус коммерческого обнаружения:* С 1 января 2019 года бонус коммерческого обнаружения (tax benefit) был отменен для всех недропользователей в Казахстане.
- *Подписной бонус:* В Налоговом кодексе 2018 года минимальный размер подписного бонуса по контрактам на разведку и добычу углеводородов в отношении утвержденных запасов повышен с 3000-кратного размера месячного расчетного показателя, пересматриваемого Правительством на ежегодной основе, до минимального 10 000-кратного размера месячного расчетного показателя. Согласно Налоговому кодексу 2018 года, подписной бонус является разовым фиксированным платежом.
- *Налог на сверхприбыль:* С 1 января 2018 года плательщиками налога на сверхприбыль не являются недропользователи, являющиеся плательщиками вновь вводимого альтернативного налога на недропользование.
- *Налогообложение СРП:* Налоговый кодекс 2018 года предусматривает сохранение налогового режима, применимого к СРП, которые были заключены до 1 января 2009 года и

подлежали обязательной налоговой экспертизе, без изменений в соответствии с Налоговым кодексом 2018 года.

Результаты операций за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2019 года

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами) <i>(млн тенге)</i>	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
Выручка и прочие доходы		
Выручка.....	2 254 095	3 402 580
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	224 280	445 250
Финансовый доход	63 531	61 796
Доход от выбытия дочерних предприятий	–	17 481
Прочий операционный доход	11 764	10 143
Итого выручка и прочие доходы	2 553 670	3 937 250
Расходы и затраты		
Себестоимость покупной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов.....	(1 125 890)	(1 942 076)
Производственные расходы.....	(363 532)	(336 716)
Налоги, кроме подоходного налога	(139 480)	(225 890)
Износ, истощение и амортизация.....	(180 219)	(167 216)
Расходы по транспортировке и реализации	(222 485)	(215 512)
Общие и административные расходы.....	(74 818)	(94 179)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке ...	(225 402)	(25 240)
Восстановление инвестиций в совместные предприятия.....	(38 000)	–
Финансовые затраты.....	(135 194)	(160 847)
Прочие расходы.....	(14 735)	(6 627)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	18 119	2 185
Итого расходы и затраты	(2 501 636)	(3 172 118)
Прибыль до учета подоходного налога	52 034	765 132
Расходы по подоходному налогу	(31 330)	(142 734)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	20 704	622 398
Прекращенная деятельность		
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности.....	–	6
Чистая прибыль за период	20 704	622 404
Чистая прибыль/(убыток) за период, приходящаяся на:		
Акционеров Материнской компании.....	103 654	623 536
Неконтрольную долю участия	(82 950)	(1 132)
	20 704	622 404

Выручка

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка составила 2 254,1 млрд тенге по сравнению с 3 402,6 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшилась на 1 148,5 млрд тенге или на 33,8%. Данное уменьшение связано главным образом с уменьшением средней цены нефти марки Brent, уменьшением объемов продажи нефти и нефтепродуктов KMG International (которое было частично компенсировано ослаблением курса тенге к доллару США) и уменьшением объемов экспорта газа.

В следующей таблице содержится определенная информация в отношении выручки Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г.* (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
	(млн тенге)	
Продажи сырой нефти и газа*	1 273 550	1 997 057
Продажи нефтепродуктов*	615 729	1 024 488
Услуги по транспортировке нефти и газа	147 552	159 767
Переработка нефти и нефтепродуктов	92 469	96 298
Прочая выручка	124 795	124 970
Итого	2 254 095	3 402 580

* Группа исключила продажи газопродуктов на сумму 18 824 млн тенге и включила в продажи нефтепродуктов за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, те позиции, которые были ранее включены в продажи сырой нефти, газа и продуктов газопереработки.

Продажи сырой нефти и газа

Совокупная выручка Компании от продаж сырой нефти и газа уменьшилась на 723,5 млрд тенге или на 36,2% и составила 1 273,6 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 1 997,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Данное уменьшение связано главным образом с резким падением цены на нефть Brent и с уменьшением добычи сырой нефти.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении выручки Компании от продаж и объемов продаж сырой нефти и газа за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
Выручка от продаж сырой нефти (млрд тенге)	841	1 551
Объемы продаж сырой нефти (тыс. тонн)	7 812	8 329
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге за тонну)	107 605	186 240
Выручка от продаж газа (млрд тенге)	433	446
Объемы продаж газа (млн куб. м)	11 087	11 834
Средняя цена за тонну газа (тенге за тысячу куб.м)	39 054	37 677

Продажи нефтепродуктов

Совокупная выручка Компании от продаж нефтепродуктов за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, уменьшилась на 408,8 млрд тенге или на 39,9% и составила 615,7 млрд тенге по сравнению с 1 024,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Данное уменьшение связано главным образом с уменьшением объемов реализации и продаж нефтепродуктов.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении продаж нефтепродуктов Компанией, при которых Компания является принципалом, за исключением объемов и продаж на основании договоров переработки давальческого сырья, за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
Продажи нефтепродуктов (млрд тенге)	616	1 024
Объемы проданных нефтепродуктов (тыс. тонн)	2 014	5 019

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге за тонну).....	305 724	204 122

Услуги по транспортировке нефти и газа

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, выручка от услуг по транспортировке нефти и газа составила 147,5 млрд тенге по сравнению с 159,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшилась на 12,3 млрд тенге или на 7,7%. Данное уменьшение связано главным образом с уменьшением объемов поставок нефти нефтедобывающими компаниями, эксплуатирующими нефтяные месторождения Кумкил, уменьшением объемов отгрузок в Средиземном море и уменьшением объемов транзита газа через Казахстан, а также с уменьшением объемов продаж газа на экспорт.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, выручка от переработки нефти и нефтепродуктов составила 92,5 млрд тенге по сравнению с 96,3 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшилась на 3,8 млрд тенге или на 4,0%. Данное уменьшение связано главным образом с приостановлением производства на НПЗ «Петромидия» по причине планового капитального ремонта и снижением объемов переработки на ПНХЗ и Шымкентском НПЗ во избежание чрезмерного накопления нефтепродуктов вследствие пандемии Covid-19.

Прочая выручка

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, прочая выручка составила 124,8 млрд тенге по сравнению с 125,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. незначительно уменьшилась на 0,2 млрд тенге или на 0,2%.

Чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний уменьшилась на 221,0 млрд тенге или на 49,6% и составила 224,3 млрд тенге по сравнению с 445,3 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Данное уменьшение связано главным образом с уменьшением доли в прибыли ТШО, Mangistau Investments B.V., Kashagan B.V., КазРосГаза и Газопровода «Бейнеу-Шымкент» в результате снижения средних цен на нефть, уменьшения добычи и признания убытков от курсовых разниц в связи с ослаблением тенге к доллару США.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении доходов (убытков) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
	<i>(млн тенге)</i>	
ТОО «Азиатский газопровод» (АГП)	76 566	67 518
ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО).....	69 514	223 618
Каспийский трубопроводный консорциум.....	40 664	33 396
Газопровод Бейнеу-Шымкент	24 139	33 840

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня	
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)
	<i>(млн тенге)</i>	
ТОО «КазГерМунай»	8 955	11 862
PetroKazakhstan Inc.	7 347	2 948
Mangistau Investments B.V.....	4 755	46 242
ТОО «Казахойл-Актобе»	1 640	4 908
ТОО «КазРосГаз» (КРГ)	1 468	11 243
ТОО «Тениз Сервис».....	427	8 570
Valseira Holdings B.V.....	(4 020)	(3 389)
Ural Group Limited	(4 952)	(3 665)
Kashagan B.V.....	(11 409)	1 328
Прочие совместные предприятия и ассоциированные компании ⁽¹⁾	9 186	6 831
	224 280	445 250

Примечание:

- (1) Включает (помимо прочих лиц) Rompetrol France SAS, Uzina Termoelectrica Midia S., ТОО «РТИ-АНПЗ», ТОО «Karagandy ССI», ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы», ТОО «KMG Nabors Drilling Co», ТОО «KMG Parker Drilling Co.», Торговое партнерство «Кылыш», Borjomi-Likani Int, ООО «Нефтегазовая компания центральная», ТОО «КМГ-Устюрт», ТОО «Professional Geo Solutions», ТОО «Исатай Оперейтинг Компани», ТОО «Бейнеу-Мунайгаз», МунайГас, ТОО «KMG Automation», АвтоГазАлматы, ТОО «Парк хранения сжиженного природного газа» и ТОО «Грейс Казахстан Каталисте».

Финансовые доходы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, финансовые доходы составили 63,5 млрд тенге по сравнению с 61,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшились на 1,7 млрд тенге или на 2,8%. Данное уменьшение связано главным образом с решением о добровольном аннулировании договора в отношении проекта «Жемчужины», колебаниями рыночных ставок и амортизацией выданных финансовых гарантий.

Доход от выбытия дочерних предприятий

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, доход от выбытия дочерних предприятий был равен нулю по сравнению с 17,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает продажу КБТУ и КМГ-Retail в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года.

Прочие операционные доходы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности прочие операционные доходы в размере 11,8 млрд тенге по сравнению с 10,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. имело место незначительное увеличение на 1,7 млрд тенге или на 16,8%.

Расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов составили 1 125,9 млрд тенге по сравнению с 1 942,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшились на 816,2 млрд тенге или на 42,0%. Данное уменьшение связано главным образом с падением цен на нефть, приобретаемую для перепродажи или переработки, которое частично компенсировалось увеличением расходов на приобретение газа для перепродажи и ослаблением тенге к доллару США.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившиес я 30 июня 2020 и 2019 гг.
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Приобретенная нефть для перепродажи.....	652 189	1 114 152	(41,5)%
Приобретенный газ для перепродажи.....	204 652	199 794	2,4%
Себестоимости нефти для перепродажи.....	152 979	451 686	(66,1)%
Материалы	94 159	94 539	(0,4)%
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи.....	21 911	81 905	(73,2)%
Итого	1 125 890	1 942 076	(42,0)%

Уменьшение расходов на приобретение нефти для перепродажи на 462,0 млрд тенге до 652,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 1 114,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с уменьшением средней цены на нефть Brent и уменьшением объемов приобретаемой нефти вследствие пандемии Covid-19, что частично компенсировалось ослаблением тенге к доллару США.

Увеличение расходов на приобретение газа для перепродажи на 4,9 млрд тенге до 204,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 199,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с уменьшением объемов приобретения в связи с плановым приостановлением работы KMG International для ремонта, которое осуществляется каждые пять лет.

Уменьшение расходов на приобретение нефти для переработки на 298,7 млрд тенге до 153,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 451,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 31 июня 2019 года, связано главным образом с уменьшением средней цены на нефть Brent, а также с уменьшением объемов приобретения вследствие планового приостановления работы KMG International для ремонта, которое осуществляется каждые пять лет.

Уменьшение расходов на приобретение нефтепродуктов для перепродажи на 60,0 млрд тенге до 21,9 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 81,9 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с уменьшением расходов на приобретение водорода вследствие падения покупных цен и уменьшением объемов приобретения вследствие изменений производственной программы, которое привело к снижению потребления.

Производственные расходы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, производственные расходы составили 363,5 млрд тенге по сравнению с 336,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. увеличились на 26,8 млрд тенге или на 8,0%. Данное увеличение связано главным образом с изменением остатков готовой продукции нефтедобывающих предприятий в связи с низкими средними ценами на сырую нефть Brent в 2020 году.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении производственных расходов Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившиес я 30 июня 2020 и 2019 гг.
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Оплата труда.....	158 383	151 107	4,8%
Ремонт и техническое обслуживание*	50 540	52 910	(4,5)%

Электроэнергия.....	40 318	42 785	(5,8)%
Расходы по краткосрочной аренде*.....	28 891	27 161	6,4%
Транспортные расходы.....	14 865	14 344	3,6%
Прочее.....	70 535	48 409	45,7%
	363 532	336 716	8,0%

* За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, Группа исключила из позиции «Прочее» услуги по ремонту и техническому обслуживанию, оказанные третьими лицами, на сумму 23 792 млн тенге и включила ее в производственные расходы. Кроме того, расходы по аренде были исключены из позиции «Прочее» и представлены отдельно в рамках производственных расходов.

Увеличение расходов на оплату труда на 7,2 млрд тенге до 158,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 151,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с индексацией заработной платы работников, увеличением минимального размера оплаты труда и ослаблением тенге к доллару США.

Уменьшение расходов на ремонт и техническое обслуживание на 2,4 млрд тенге до 50,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 52,9 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с плановым приостановлением работы НПЗ «Петромидия» в 2019 году.

Увеличение прочих расходов на 22,1 млрд тенге до 70,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 48,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с изменением остатков готовой продукции.

Налоги, кроме подоходного налога

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, налоги (кроме подоходного налога) составили 139,5 млрд тенге по сравнению с 225,9 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. уменьшились на 86,4 млрд тенге или на 38,3%. Данное уменьшение связано главным образом со снижением рентных налогов на экспорт сырой нефти, экспортных таможенных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, а также со снижением цен на нефть.

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 и 2019 гг. (процентов)
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
Экспортные таможенные пошлины.....	41 247	66 645	(38,1)%
Рентный налог на экспорт сырой нефти.....	19 474	68 969	(71,8)%
Налог на добычу полезных ископаемых.....	33 070	50 566	(34,6)%
Прочие налоги.....	45 689	39 710	15,1%
	139 480	225 890	(38,3)%

Уменьшение экспортных таможенных пошлин на 25,4 млрд тенге до 41,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 66,6 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с падением цен на нефть в 2020 году.

Уменьшение рентного налога на экспорт сырой нефти на 49,5 млрд тенге до 19,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 69,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с падением цен на нефть в 2020 году.

Уменьшение налога на добычу полезных ископаемых на 17,5 млрд тенге до 33,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 50,6 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с падением цен на нефть в 2020 году.

Обесценение, износ и амортизация

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, обесценение, износ и амортизация составили 180,2 млрд тенге по сравнению с 167,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. увеличились на 13,0 млрд тенге или на 7,8%. Данное увеличение связано с определенными скважинами ОМГ и увеличением базы для начисления амортизации Карачагананака.

Расходы на транспортировку и реализацию

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, расходы на транспортировку и реализацию составили 222,5 млрд тенге по сравнению с 215,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. увеличились на 7,0 млрд тенге или на 3,2%. Данное увеличение связано главным образом с изменением цепочки поставок в отношении КТГ.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на транспортировку и реализацию за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившиес я 30 июня 2020 и 2019 гг. 2020 г. (не проверено аудиторами)
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
	<i>(млн тенге)</i>		
Транспортировка	202 496	189 524	6,8%
Оплата труда	5 830	8 200	(28,9)%
Прочее	14 159	17 788	(20,4)%
Итого	222 485	215 512	3,2%

Увеличение расходов на транспортировку до 202,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 189,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с изменением цепочки поставок в отношении КТГ.

Уменьшение прочих расходов до 14,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 17,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, связано главным образом с реорганизацией ТОО «КазМунайГаз Онимдери».

Общие и административные расходы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, общие и административные расходы составили 74,8 млрд тенге по сравнению с 94,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, т.е. незначительно уменьшились на 19,4 млрд тенге или на 20,6%.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении общих и административных расходов Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившиес я 30 июня 2020 и 2019 гг.
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
	<i>(млн тенге)</i>		
Оплата труда	34 107	36 736	(7,2)%
Консалтинговые услуги	11 012	8 726	26,2%
НДС, не подлежащий зачету	2 061	1 974	4,4%
Начисление ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности	2 153	2 475	(13,0)%
Обесценение НДС к получению	490	11 008	(95,5)%
Расходы по краткосрочной аренде	1 127	1 126	0,1%

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившиес я 30 июня 2020 и 2019 гг.
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
	(млн тенге)		
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам.....	1 403	8 715	(83,9)%
Социальные выплаты	2 934	1 965	49,3%
Техническое обслуживание	3 548	3 058	16,0%
Связь	1 778	1 504	18,2%
Прочее	14 205	16 892	(15,9)%
Итого.....	74 818	94 179	(20,6)%

Уменьшение расходов на оплату труда до 34,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 36,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, в первую очередь связано с девальвацией тенге по отношению к доллару США, а также с индексацией заработной платы работников Группы.

Увеличение стоимости консалтинговых услуг до 11,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 8,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с юридическими услугами, оказанными в отношении СРП и ЭМГ.

Начисление обесценения НДС к получению в размере 0,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с начислением обесценения НДС к получению в размере 11,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с обесценением НДС, подлежащего возмещению КТГ, в связи с продажей газа на внутренний рынок по цене ниже производственных затрат, а также с созданием резерва по сомнительным долгам и прочей дебиторской задолженности КМГ и КТГ.

Начисление ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 1,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с начислением ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 8,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с начислением резервов в отношении экологического ущерба в связи с изменением коэффициента экологического ущерба с 1 на 2, а также с начислением резервов по ТОО «КазМунайГаз Онимдери» в связи с ликвидацией и уменьшением переданных в доверительное управление обязательств по налогу на имущество.

Увеличение социальных выплат до 2,9 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, по сравнению с 2,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с компенсационными выплатами работникам в связи с оптимизацией кадров.

Увеличение стоимости технического обслуживания до 3,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, по сравнению с 3,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с активизацией геологоразведочных работ и, в частности, сейсморазведочных работ.

Увеличение стоимости связи до 1,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, по сравнению с 1,5 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, в первую очередь связано с увеличением объема сейсморазведочных работ.

Обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке в размере 225,4 млрд тенге по сравнению с 25,2 млрд тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает увеличение на 200,2 млрд или 793,0%. Это увеличение главным образом связано с изменениями рыночных цен на фоне пандемии Covid-19, что привело к пересмотру допущений по

ценам на сырую нефть Brent, маржи нефтепереработки, обменных курсов и темпов инфляции при тестировании на обесценение.

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		Выраженное в процентах изменение за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 и 2019 гг.
	2020 г. (не проверено аудиторами)	2019 г. (не проверено аудиторами) (переклассифи цировано)*	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Основные средства	202 248	6 009	3265,8%
Активы по разведке и оценке	16 389	19 231	(14,8)%
Нематериальные активы	6 765	—	п.а.
	225 402	25 240	793,0%

Увеличение обесценения основных средств на 196,2 млрд тенге до 202,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, с 6,0 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с увеличением обесценения АО «Эмбаунайгаз» и KMG International в связи с пересмотренными допущениями при тестировании на обесценение.

Уменьшение обесценения активов по разведке и оценке на 2,8 млрд тенге до 16,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, с 19,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано со списанием выработанных месторождений РД КМГ.

Увеличение обесценения нематериальных активов до 6,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, с нуля за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, главным образом связано с обесценением возмещаемого НДС.

Финансовые затраты

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 135,2 млрд тенге по сравнению с 160,8 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает снижение на 25,6 млрд тенге, или 15,9%. Это уменьшение главным образом связано с досрочным погашением обязательств по сделке по предварительной продаже нефти ТШО. См. раздел «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - ТШО - Сделка по предварительной продаже нефти ТШО». По состоянию на 30 июня 2020 года общий объем заемных средств Компании составил 3 967,3 млрд тенге по сравнению с 3 995,3 млрд тенге на 30 июня 2019 года.

Прочие расходы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности прочие расходы в размере 14,7 млрд тенге по сравнению с 6,6 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает уменьшение на 8,1 млрд тенге или 122,7%. Это уменьшение главным образом связано с досрочным погашением банковского кредита, предоставленного Атыраускому НПЗ, выплатой комиссии за резервные фонды Банка Развития Казахстана («БРК»), а также расходами в результате пересмотра оценочных обязательств.

Чистый убыток от курсовой разницы

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности чистую прибыль от курсовой разницы в размере 18,1 млрд тенге по сравнению с чистой прибылью от курсовой разницы в размере 2,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Это увеличение главным образом связано с колебаниями валютных курсов тенге к доллару США.

Прибыль до налогообложения

В результате вышеизложенного прибыль Компании до налогообложения за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, составила 52,0 млрд тенге по сравнению с прибылью в размере 765,1 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года.

Расходы по уплате подоходного налога

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, Компания отразила в отчетности расходы по уплате подоходного налога в размере 31,3 млрд тенге по сравнению с расходами по уплате подоходного налога в размере 142,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает уменьшение на 111,4 млрд тенге или 78,1%.

Прибыль за год от продолжающейся деятельности

В результате вышеизложенного прибыль Компании за год от продолжающейся деятельности уменьшилась на 601,7 млрд тенге или 96,7% до 20,7 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, по сравнению с 622,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года.

Прибыль после уплаты подоходного налога за год от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после уплаты подоходного налога за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, от прекращенной деятельности, составила ноль млрд тенге по сравнению с 6 млн тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года.

Чистая прибыль за период

В результате вышеизложенного чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, составила 20,7 млрд тенге по сравнению с 622,4 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года, что отражает уменьшение на 601,7 млрд тенге или 96,7%. Чистая прибыль компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года и 30 июня 2019 года, составила, соответственно, 0,9% и 18,3% от выручки Компании за такие годы.

Результаты операций за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2018 года

	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.* (Переклассифицировано)
	<i>(млн тенге)</i>	
Выручка и прочие доходы		
Выручка.....	6 858 856	6 988 964
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто ...	827 979	697 326
Финансовый доход	240 880	161 027
Доход от выбытия дочерних предприятий	17 481	18 359
Прочий операционный доход	24 936	23 035
Итого выручка и прочие доходы	7 970 132	7 888 711
Расходы и затраты		
Себестоимость покупной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов.....	(3 913 744)	(4 312 958)
Производственные расходы.....	(721 693)	(604 475)
Налоги, кроме подоходного налога	(454 295)	(477 732)
Износ, истощение и амортизация	(337 424)	(285 186)
Расходы по транспортировке и реализации	(420 402)	(370 777)
Общие и административные расходы	(213 967)	(213 485)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке..	(207 819)	(165 522)
Восстановление инвестиций в совместные предприятия.....	—	—
Прочие расходы	(7 203)	(23 283)
Финансовые затраты	(317 433)	(427 655)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	8 479	(38 320)
Итого расходы и затраты.....	(6 585 501)	(6 919 393)
Прибыль до учета подоходного налога.....	1 384 631	969 318
Расходы по подоходному налогу	(226 180)	(279 260)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	1 158 451	690 058
Прекращенная деятельность		
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности.....	6	3 453
Чистая прибыль за год	1 158 457	693 511
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:		

	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.* (Переклассифицировано)
	<i>(млн тенге)</i>	
Акционеров Материнской компании	1 197 157	695 864
Неконтрольную долю участия	(38 700)	(2 353)
	1 158 457	693 511

Выручка

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, совокупная выручка составила 6 858,9 млрд тенге по сравнению с 6 989,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. незначительно уменьшилась на 130,1 млрд тенге или на 1,9%. Данное незначительное уменьшение связано главным образом с двумя факторами: (i) уменьшение доходов от предварительной продажи и реализации нефти и нефтепродуктов вследствие изменений объемов; и (ii) фактическая цена на нефть и курс тенге в 2018-2019 гг.

В следующей таблице содержится определенная информация в отношении выручки Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.* (переклассифицировано)
	<i>(млн тенге)</i>	
Продажи сырой нефти и газа*	3 966 941	4 094 011
Продажи нефтепродуктов*	2 043 848	2 175 909
Услуги по транспортировке нефти и газа	389 496	315 229
Переработка нефти и нефтепродуктов	195 896	175 618
Прочая выручка	262 675	228 197
Итого	6 858 856	6 988 964

* В 2019 году Группа приняла решение учитывать продажи продуктов газопереработки в рамках *Продаж нефтепродуктов* и, соответственно, перенесла из *Продаж сырой нефти и газа* сумму 58 026 млн тенге за 2018 год.

Продажи сырой нефти и газа

Совокупная выручка Компании от продаж сырой нефти и газа уменьшилась на 127,1 млрд тенге или на 3,1% до 3966,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 4094,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. В отношении нефти данное уменьшение выручки на 7% произошло в результате сокращения торговых операций, а также падения котировок нефти Brent с 71,3 долларов США за баррель в 2018 году до 64,2 долларов США за баррель в отчетном периоде. Проданная в этот период нефть продавалась преимущественно KMG International N.V. и Cooperative KazMunaiGaz U.A. с авансовыми платежами за нефть со стороны ТШО. В отношении газа рост выручки на 14% связан главным образом с: (i) продажей товарного газа КТГ; и (ii) увеличением средней цены реализации газа на экспорт с 179 долларов США за тысячу куб. м в 2018 году до 200 долларов США за тысячу куб. м в отчетном периоде, а также с курсом доллара США по отношению к тенге.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении выручки Компании от продаж и объемов продаж сырой нефти и газа за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.
Выручка от продаж сырой нефти (млрд тенге)	3 092	3 321
Объемы продаж сырой нефти (тыс. тонн)	16 941	20 956
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге за тонну)	182 504	158 481
Выручка от продаж газа (млрд тенге)	875	773
Объемы продаж газа (млн куб. м)	22 834	22 915
Средняя цена за тонну газа (тенге за тысячу куб.м)	38 295	33 577

За год, закончившийся 31 декабря

	2019 г.	2018 г.
--	---------	---------

Продажи нефтепродуктов

Совокупная выручка Компании от продаж нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, уменьшилась на 132,1 млрд тенге или 6,1% до 2043,8 млрд тенге по сравнению с 2175,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное уменьшение связано главным образом с: (i) снижением средневзвешенной цены корзины нефтепродуктов, что, в свою очередь, было вызвано падением котировок цен на мировом рынке; и (ii) снижением спроса на азиатском рынке. Это уменьшение в первую очередь коснулось КМГ International, ТОО «КазМунайГаз Онимдери», «КМГ-Аэро», ПНХЗ, РД КМГ и Компании, соответственно.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении продаж нефтепродуктов Компанией, при которых Компания является принципалом, за исключением объемов и продаж на основании договоров переработки давальческого сырья, за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.
Продажи нефтепродуктов (млрд тенге).....	2 044	2 176
Объемы проданных нефтепродуктов (тыс. тонн).....	9 895	11 239
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге за тонну).....	196 177	182 462

Услуги по транспортировке нефти и газа

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, выручка от услуг по транспортировке нефти и газа составила 389,5 млрд тенге по сравнению с 315,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличилась на 74,3 млрд тенге или 23,6%. Данное увеличение главным образом связано с увеличением продаж газа в Китай, а также с увеличением доли прибыли АГП в связи с тем, что Компания покрывала накопленный убыток за предыдущие периоды в своей окончательной прибыли.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, выручка от переработки нефти и нефтепродуктов составила 195,9 млрд тенге по сравнению с 175,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличилась на 20,3 млрд тенге или 11,6%. Данное увеличение главным образом связано с ростом тарифов на переработку нефти. В случае ПНХЗ тариф увеличился с 17 249,54 тенге за тонну в 2018 году до 19 805,00 тенге за тонну в отчетном периоде, а в случае Атырауского НПЗ – с 31 473 тенге за тонну в 2018 году до 37 436 тенге за тонну в отчетном периоде.

Прочая выручка

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, прочая выручка составила 262,7 млрд тенге по сравнению с 228,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличилась на 34,5 млрд тенге или 15,1%. Данное увеличение связано главным образом с девальвацией тенге по отношению к доллару США.

Чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 130,7 млрд тенге или 18,7% до 828,0 млрд тенге по сравнению с 697,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение главным образом связано с прибылью в размере 168,1 млрд тенге от АГП за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, после приобретения Группой АГП в 2011 году.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении доходов (убытков) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 г.	2018 г.
	<i>(млн тенге)</i>	
ТОО «Тенгизшевройл»	414 940	439 149
ТОО «Азиатский газопровод»	168 086	—
Mangistau Investments B.V.	81 991	95 510
Каспийский трубопроводный консорциум.....	70 869	57 965
Газопровод Бейнеу-Шымкент	56 194	16 710
ТОО «КазГерМунай»	17 561	27 915
ТОО «КазРосГаз»	18 091	5 254
Kashagan B.V.	13 114	34 034
ТОО «Казахойл-Актобе»	9 722	9 057
ТОО «Тенизсервис»	6 742	13 897
АО «Казахстанско-Китайский трубопровод»	3 313	—
Valseira Holdings B.V.	(6 107)	(7 989)
PetroKazakhstan Inc.	(18 244)	14 590
Ural Group Limited	(18 895)	(18 822)
Прочие совместные предприятия и ассоциированные компании ⁽¹⁾	10 602	10 056
	827 979	697 326

Примечание:

- (1) Включает (помимо прочих лиц) Rompetrol France SAS, Uzina Termoelectrica Midia S., ТОО «РТИ-АНПЗ», ТОО «Karagandy CCI», ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы», ТОО «KMG Nabors Drilling Co», ТОО «KMG Parker Drilling Co.», Торговое партнерство «Кылыш», Wojomi-Likani Int, ООО «Нефтегазовая компания центральная», ТОО «КМГ-Устюрт», ТОО «Professional Geo Solutions», ТОО «Исатай Оперейтинг Компани», ТОО «Бейнеу-Мунайгаз», МунайТас, ТОО «KMG Automation», АвтоГазАлматы, ТОО «Парк хранения сжиженного природного газа» и ТОО «Грейс Казахстан Каталисте».

Финансовые доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, финансовые доходы составили 240,9 млрд тенге по сравнению с 161,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличились на 79,9 млрд тенге или 49,6%. Данное увеличение главным образом связано со снятием с баланса займа на сумму 111,5 млрд тенге в году, закончившемся 31 декабря 2019 года (в связи с решением добровольно аннулировать договор, связанный с проектом «Жемчужины»), по сравнению со снятием с баланса займа на сумму 53,3 млрд тенге в году, закончившемся 31 декабря 2018 года (в связи с планируемым выходом из проекта «Сатпаев»). В 2019 году Компания сняла с баланса заем, предоставленный партнерами по проекту «Жемчужины», на общую сумму 110 930 млн тенге, включая проценты в размере 3543 млн тенге, поскольку партнеры по проекту решили не представлять план развития и согласились добровольно отказаться от контрактного участка по соответствующему СРП. В 2018 году Компания сняла с баланса заем, предоставленный ONGC Videsh, партнером по проекту «Сатпаев», на общую сумму 53 263 млн тенге, включая проценты в размере 4620 млн тенге. Снятие займа с баланса связано с запланированным выходом из проекта и возвращением контрактного участка Правительству.

Доходы от выбытия дочерних предприятий

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, доходы от выбытия дочерних предприятий составили 17,5 млрд тенге по сравнению с 18,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. незначительно уменьшились на 0,9 млрд тенге. В 2018 году Компания продала свои доли в КМГ-Сервис Грузия, Каскор-Транссервис, Актауском заводе нефтяного оборудования, КБТУ, КазТрансГаз-Тбилиси. В 2019 году Компания продала свою долю в КМГ-Retail.

Прочие операционные доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности прочие операционные доходы в размере 24,9 млрд тенге по сравнению с 23,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает незначительное увеличение на 1,9 млрд тенге или 8,3%.

Расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов

и других материалов составили 3913,7 млрд тенге по сравнению с 4 313,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. уменьшились на 399,3 млрд тенге или 9,3%. Данное уменьшение главным образом связано с уменьшением расходов на приобретение нефтепродуктов для перепродажи на 351,2 млрд тенге.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Приобретенная нефть для перепродажи.....	2 448 412	2 607 706	(6,1%)
Себестоимость нефти для перепродажи.....	638 293	698 473	(8,6%)
Приобретенный газ для перепродажи.....	493 280	356 932	38,20%
Материалы	217 138	182 067	19,3%
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи.....	116 621	467 780	(75,1%)
Итого.....	3 913 744	4 312 958	(9,3%)

Уменьшение расходов на приобретение нефти для перепродажи на 159,3 млрд тенге до 2448,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 2 607,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с уменьшением объема торговых операций с нефтью и нефтепродуктами с участием KMG Int. в отчетном периоде, что, в свою очередь, связано со снижением потребительского спроса на азиатском рынке. Это снижение спроса связано с непродлением контракта с Венесуэлой в свете недавно введенных санкций. Кроме того, уменьшение расходов на приобретение нефти для целей перепродажи также было результатом падения цены на нефть Brent в отчетном периоде (64,21 доллара США за баррель в 2019 году по сравнению с 71,31 доллара США за баррель в 2018 году). Это, в свою очередь, было частично компенсировано изменением валютного курса тенге к доллару США (345,04 тенге за доллар США в 2018 году по сравнению с 382,87 тенге за доллар США в 2019 году).

Уменьшение расходов на приобретение нефти для переработки на 60,2 млрд тенге до 638,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 698,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано падением цены на нефть Brent за отчетный период. Оно также связано с уменьшением объема приобретаемой нефти для переработки в результате изменения «нефтяного рациона» в отношении KMG Int. Снижение производства продуктов нефтехимии также частично повлияло на уменьшение расходов на приобретение нефти для переработки, однако оно было частично компенсировано изменением курса тенге по отношению к доллару США.

Увеличение расходов на приобретение газа для перепродажи на 136,4 млрд тенге до 493,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 356,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с увеличением средневзвешенной цены покупки газа, которое было частично компенсировано уменьшением объемов приобретенного газа.

Увеличение расходов на приобретение материалов и сырья на 35,0 млрд тенге до 217,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 182,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с увеличением объемов переработки нефти и изменением корзины производимых нефтепродуктов с учетом модернизации. Увеличение расходов за отчетный период повлияло на закупку реагентов, вспомогательных материалов, альтернативного сырья, а также других соответствующих материалов. Увеличение расходов на приобретение материалов и сырья также связано с ростом доходов нефтедобывающих компаний в результате увеличения объемов продаж химических реагентов.

Уменьшение объемов нефтепродуктов, приобретаемых для перепродажи, на 351,2 млрд тенге до 116,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 467,8 млрд тенге за

год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с уменьшением объема приобретаемых нефтепродуктов в связи с прекращением деятельности КМГ-Онимдери.

Производственные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, производственные расходы составили 721,7 млрд тенге по сравнению с 604,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличились на 117,2 млрд тенге или 19,4%. Данное увеличение главным образом связано с увеличением расходов на ремонт и техническое обслуживание, расходов на аренду и расходов на оплату труда.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении производственных расходов Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Оплата труда	338 120	291 693	15,9%
Ремонт и техническое обслуживание*	129 450	98 424	31,5%
Электроэнергия.....	88 910	71 914	23,6%
Транспортные расходы	30 456	21 988	38,5%
Расходы по аренде*	52 091	10 085	416,5%
Прочее	82 666	110 371	(25,1%)
	721 693	604 475	19,4%

* Группа исключила из позиции «Прочее» за 2018 год услуги по ремонту и техническому обслуживанию, оказанные третьими лицами, на сумму 56 527 млн тенге. Кроме того, «Расходы по аренде» были представлены отдельно и исключены из позиции «Прочее» за 2018 год.

Увеличение расходов на оплату труда на 46,4 млрд тенге до 338,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 291,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с индексацией заработной платы и увеличением фактической средней численности персонала.

Увеличение расходов на ремонт и техническое обслуживание на 31,1 млрд тенге до 129,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 98,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с распределением нерезализованной прибыли Компании от продажи нефтепродуктов в 2018 году (+11 млрд тенге), а также с реализацией инвестиционных проектов, в том числе за счет технического обслуживания введенных в эксплуатацию скважин, зданий и сооружений. Кроме того, оно связано с проведением в отчетном периоде планово-профилактического технического обслуживания перерабатывающего комплекса, установок комплексной подготовки газа 1 и 2 (КМГ-Карачаганак).

Увеличение расходов на электроэнергию на 17,0 млрд тенге до 88,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 71,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с повышением тарифа в Румынии (KMG Int.), Т.к. а также с колебаниями курса тенге к доллару США. Кроме того, данное увеличение было результатом инвестиционных проектов, реализуемых Атырауским НПЗ.

Увеличение расходов на транспортировку на 8,5 млрд тенге до 30,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 22,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с увеличением количества обслуживаемых скважин, а также с привлечением сторонних поставщиков услуг по транспортировке.

Увеличение расходов по аренде на 42,0 млрд тенге до 52,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 10,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с перевыполнением производственной программы для Каспийского моря и открытых морей (КМТФ) в отчетном периоде.

Уменьшение прочих расходов на 27,7 млрд тенге до 82,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 110,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с распределением нереализованной прибыли Компании от продажи нефтепродуктов в 2018 году. (-37,7 млрд тенге).

Налоги, кроме подоходного налога

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, налоги, кроме подоходного налога, составили 454,3 млрд тенге по сравнению с 477,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. уменьшились на 23,4 млрд тенге или 4,9%. Уменьшение связано главным образом со снижением сумм рентного налога на экспорт сырой нефти и налога на добычу полезных ископаемых.

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Рентный налог на экспорт сырой нефти.....	133 144	145 523	(8,5%)
Экспортные таможенные пошлины.....	131 326	131 128	0,2%
Налог на добычу полезных ископаемых.....	100 300	115 968	(13,5%)
Прочие налоги.....	89 525	85 113	5,2%
	454 295	477 732	(4,9%)

Снижение суммы рентного налога на экспорт сырой нефти на 12,4 млрд тенге до 133,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 145,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано со снижением мировой цены на нефть Brent с 71,3 доллара США за баррель в 2018 году до 64,1 доллара США за баррель в отчетном периоде, а также с перераспределением объемов нефти (ЭМГ, ОМГ, КТМ) с экспорта на внутренний рынок в соответствии с графиком транспортировки, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан.

Снижение суммы налога на добычу полезных ископаемых на 15,7 млрд тенге до 100,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 116,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано со снижением мировой цены на нефть Brent с 71,3 доллара США за баррель в 2018 году до 64,1 доллара США за баррель в отчетном периоде, а также с перераспределением объемов нефти (ЭМГ, ОМГ, КТМ) с экспорта на внутренний рынок. Была подана заявка на сниженную ставку налога на добычу полезных ископаемых в размере 2,6%, и ОМГ получил указанную ставку сроком на три года (2019-2021 гг.) на основании Постановления Правительства Республики Казахстан.

Обесценение, износ и амортизация

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, обесценение, износ и амортизация составили 337,4 млрд тенге по сравнению с 285,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличились на 52,2 млрд тенге или 18,3%. Данное увеличение было связано с увеличением обесценения, износа и амортизации в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов на 22,0 млрд тенге и увеличением обесценения, износа и амортизации в подразделении разведки и добычи нефти и газа на 12,2 млрд тенге. Данное увеличение связано главным образом с увеличением стоимости основных средств в результате реализации инвестиционных проектов. В их числе модернизация нефтеперерабатывающих заводов и строительство трех компрессорных станций. Увеличение также связано с увеличением стоимости основных средств горнодобывающих компаний.

Расходы на транспортировку и реализацию

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, расходы на транспортировку и реализацию составили 420,4 млрд тенге по сравнению с 370,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. увеличились на 49,6 млрд тенге или 13,4%. Данное увеличение главным образом связано с

увеличением расходов на транспортировку.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на транспортировку и реализацию за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		
Транспортировка	374 686	317 402	18,0%
Оплата труда	12 542	16 180	(22,5%)
Прочее	33 174	37 195	(10,8%)
Итого	420 402	370 777	13,4%

Увеличение расходов на транспортировку до 374,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 317,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с увеличением объема транспортировки газа на экспорт в Китай (который вырос на 1607 м³), а также из-за изменения валютного курса.

Уменьшение расходов на оплату труда до 12,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 16,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с оптимизацией и пересмотром системы оплаты труда, в том числе с продажей розничной заправочных станций (КМГ-Онимдери).

Общие и административные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, общие и административные расходы составили 214,0 млрд тенге по сравнению с 213,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. незначительно увеличились на 0,5 млрд тенге или 0,2%.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении общих и административных расходов Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		
Оплата труда	78 055	73 632	6,0%
Резерв по делу консорциума ⁽¹⁾	34 132	—	n.a.
Консалтинговые услуги	25 448	22 435	13,4%
Начисление/(восстановление) обесценения НДС к получению	15 703	4 215	272,6%
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам	12 246	1 225	899,7%
Социальные выплаты	8 933	24 095	(62,9%)
НДС, не подлежащий зачету	6 910	3 031	128,0%
Аренда основных средств и нематериальных активов	2 309	5 750	(59,8%)
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности	1 892	(1 489)	(227,1%)
Благотворительные и спонсорские взносы	381	1 699	(77,6%)
(Восстановление) /резерв под обесценение долгосрочных авансов	(11)	—	n.a.
(Восстановление) /резерв под устаревшие запасы	(80)	4 339	(101,8%)
(Восстановление) /резерв под штрафы, пени и налоговые резервы	(19 755)	29 836	(166,2%)
Прочее ⁽²⁾	47 804	44 717	6,9%
Итого	213 967	213 485	0,2%

Примечание:

- (1) ТОО «KMG Drilling and Services», дочернее предприятие Группы, участвовало в арбитражном разбирательстве с консорциумом ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Каспиан Оффшор энд Марин Констракшн» по вопросам, связанным с договором о приобретении интегрированных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки от 5 июля 2012 года. 8 ноября 2019 года Группа направила уведомление в ЛМТС о приостановлении разбирательства ввиду того, что стороны приняли решение урегулировать спор во внесудебном порядке. По состоянию на 31 декабря 2019 года, в соответствии с полученной юридической консультацией и существующей международной практикой, Группа начислила резерв в размере 90 000 тыс. долларов США (эквивалент 34 132 млн тенге по курсу на 31 декабря 2019 года) в разделе «общие и административные расходы» в отчете о совокупном доходе». На дату опубликования консолидированной финансовой отчетности велись переговоры с консорциумом.
- (2) Прочие общие и административные расходы включают путевые расходы, расходы на связь, представительства, аренду, обеспечение безопасности, банковские услуги и штрафы.

Увеличение расходов на оплату труда до 78,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 73,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с индексацией основных средств в соответствии с условиями оплаты труда, а также с влиянием валютного курса на международные проекты (KMG).

Увеличение стоимости консалтинговых услуг до 25,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 22,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с арбитражными разбирательствами и судебными разбирательствами в иностранных юрисдикциях.

Начисление обесценения НДС к получению за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, в размере 15,7 млрд тенге по сравнению с начислением обесценения НДС к получению в размере 4,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с начислением НДС, который не был зачтен КТГ в отчетном периоде, а также с амортизацией возмещаемого НДС в отчетном периоде для ЭМГ.

Начисление ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 12,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с начислением ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам в размере 1,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с созданным резервом под незавершенное строительство Дворца боевых искусств, а также с созданием резерва под дебиторскую задолженность UnionField Group Ltd. перед Компанией.

Уменьшение социальных выплат до 8,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 24,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с реорганизацией группы компаний «Актау Нефте-Сервис» в 2018 году.

Увеличение НДС, которое не может быть компенсировано, до 6,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 3,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с резервом по налогам в ТОО «КазМунайГаз Онимдери».

Восстановление штрафов, пеней и налоговых резервов на сумму 19,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с резервом под штрафы, пени и налоговые платежи в размере 29,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с формированием резервов в 2018 году по штрафам и пеням за экологические нарушения со стороны ЭМГ.

Увеличение прочих общих и административных расходов до 47,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 44,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с судебными расходами, понесенными ТОО «KMG Drilling & Services» в результате спора, связанного с договором о приобретении комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки.

Обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке на сумму 207,8 млрд тенге по сравнению со 165,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает увеличение на 42,3 млрд тенге или 25,6%. Данное увеличение главным образом связано с

увеличением обесценения основных средств, частично компенсированным за счет меньшего обесценения активов по разведке и оценке.

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.
	2019 г.	2018 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Основные средства	144 482	33 603	330,0%
Активы по разведке и оценке	57 239	107 745	(46,9%)
Инвестиционная недвижимость	(142)	1 538	(109,2%)
Нематериальные активы	6 240	22 636	(72,4%)
	207 819	165 522	25,6%

Увеличение обесценения основных средств на 110,9 млрд тенге до 144,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 33,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с активами НПЗ, по которым было зафиксировано обесценение в размере 86,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с отсутствием обесценения в году, закончившемся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение главным образом связано со списанием строительства в KMG International в 2019 году.

Уменьшение обесценения активов по разведке и оценке на 50,5 млрд тенге до 57,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 107,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с уменьшением обесценения активов по разведке и оценке в части материальных активов до 51,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 96,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное уменьшение главным образом связано со списанием контракта на недропользование РД КМГ, а также с обесценением по проектам Сайпаев и Н.

Уменьшение обесценения нематериальных активов на 16,4 млрд тенге до 6,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 22,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с продажей газа КТГ на внутренний рынок по цене ниже себестоимости.

Прочие расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности прочие расходы в размере 7,2 млрд тенге по сравнению с 23,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает уменьшение на 16,1 миллиарда тенге или 69,1%. Данное уменьшение главным образом связано со списанием основных средств, используемых при оказании услуг.

Финансовые затраты

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 317,4 млрд тенге по сравнению с 427,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает уменьшение на 110,3 млрд тенге или 25,8%. Данное уменьшение главным образом связано с более низкими процентными расходами в году, закончившемся 31 декабря 2019 года, в сочетании с тем, что Компания произвела досрочное погашение Облигаций в году, закончившемся 31 декабря 2018 года, что привело к признанию процентов в размере 89,6 млрд тенге. На 31 декабря 2019 года у Компании были заемные средства в размере 3 837,5 млрд тенге по сравнению с 4 153,2 млрд тенге на 31 декабря 2018 года.

Чистый убыток от курсовой разницы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности чистый доход от курсовой разницы в размере 8,5 млрд тенге по сравнению с чистым убытком от курсовой разницы в размере 38,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Чистый доход от курсовой разницы за каждый год был связан главным образом с колебаниями валютных курсов на рынке.

Прибыль / убыток до налогообложения

В результате вышеизложенного прибыль Компании до налогообложения за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 1384,6 млрд тенге по сравнению с прибылью в размере 969,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

Расходы по уплате подоходного налога

Эффективная налоговая ставка Компании снизилась до 16,3% за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 28,7% за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в результате более высокого дохода по акциям в 2018 году, а также увеличения невычитаемых расходов, связанных с погашением Облигаций. Данное уменьшение также связано с передачей переработки от РД на уровень Компании, что оказало влияние, поскольку Компания использовала зачла свои перенесенные налоговые убытки против доходов от переработки).

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания отразила в отчетности расходы по уплате подоходного налога в размере 226,2 млрд тенге по сравнению с расходами по уплате подоходного налога в размере 279,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает уменьшение на 53,1 млрд тенге или 19,0%. Это уменьшение связано главным образом со снижением налогов на доходы юридических лиц и налогов, удерживаемых у источника дохода, в результате: (i) изменения состава налогооблагаемого дохода; (ii) снижения мировой цены на нефть Brent с 71,3 доллара США за баррель в 2018 году до 64,1 доллара США за баррель; (iii) объемов газа, проданного на экспорт; и (iv) оптовой цены газа, продаваемого на внутреннем рынке. Оно было компенсировано повышением курса тенге к доллару США с 345,0 тенге за доллар США в 2018 году до 382,9 тенге за доллар США в 2019 году, а также увеличением объемов транспортировки нефти на внутренний рынок и повышением тарифа на перекачку нефти на внутренний рынок, который вырос до 10% с 1 января 2019 года.

Прибыль за год от продолжающейся деятельности

В результате вышеизложенного прибыль Компании за год от продолжающейся деятельности увеличилась на 468,4 млрд тенге или 67,9% до 1158,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 690,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

Прибыль после уплаты подоходного налога за год от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после уплаты налога на дохода за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, от прекращенной деятельности составила ноль млрд тенге по сравнению с 3,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Это отражает тот факт, что у Компании было меньше активов и обязательств, классифицированных как прекращенная деятельность в году, закончившемся 31 декабря 2019 года.

Чистая прибыль за год

В результате вышеизложенного чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 1 158,5 млрд тенге по сравнению с 693,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает увеличение на 465,0 млрд тенге или на 67,1%. Чистая прибыль Компании за 2019 и 2018 гг. составила 16,9% и 9,9%, соответственно, от выручки Компании за указанные годы.

Результаты операций за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2017 года.

	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2018 г. (Переклассифициро вано)	2017 г. (Переклассифициро вано)
	<i>(млн тенге)(проверено аудиторами)</i>	
Выручка и прочие доходы		
Выручка.....	6 988 964	4 793 763
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных	697 326	414 950

компаний, нетто		
Финансовый доход	161 027	122 574
Доход от выбытия дочерних предприятий	18 359	—
Прочий операционный доход	23 035	20 165
Итого выручка и прочие доходы	7 888 711	5 351 452
Расходы и затраты		
Себестоимость покупной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(4 312 958)	(2 729 514)
Производственные расходы	(604 475)	(624 346)
Налоги, кроме подоходного налога	(477 732)	(354 447)
Износ, истощение и амортизация	(285 186)	(238 021)
Расходы по транспортировке и реализации	(370 777)	(238 063)
Общие и административные расходы	(213 485)	(163 780)
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	(165 522)	(24 660)
Восстановление инвестиций в совместные предприятия	—	14 845
Прочие расходы	(23 283)	(34 767)
Финансовые затраты	(427 655)	(306 355)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	(38 320)	67 055
Итого расходы и затраты	(6 919 393)	(4 632 053)
Прибыль до учета подоходного налога	969 318	719 399
Расходы по подоходному налогу	(279 260)	(190 285)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	690 058	529 114
Прекращенная деятельность		
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности	3 453	(3 666)
Чистая прибыль за год	693 511	525 448
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:		
Акционеров Материнской компании	695 864	443 408
Неконтрольную долю участия	(2 353)	82 040
	693 511	525 448

Выручка

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, совокупная выручка составила 6 989,0 млрд тенге по сравнению с 4 793,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличилась на 2 195,2 млрд тенге. Данное увеличение связано главным образом с увеличением продаж сырой нефти и газа и продуктов переработки.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении выручки Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018 г.* (переклассифицировано)	2017 г.* (переклассифицировано)
	(млн тенге)	
Продажи сырой нефти и газа*	4 094 011	2 677 102
Продажи нефтепродуктов*	2 175 909	1 422 391
Услуги по транспортировке нефти и газа	315 229	333 038
Переработка нефти и нефтепродуктов	175 618	129 067
Прочая выручка	228 197	232 165
Итого	6 988 964	4 793 763

* В 2019 году Группа приняла решение учитывать продажи продуктов газопереработки в рамках *Продаж нефтепродуктов* и, соответственно, перенесла из *Продаж сырой нефти и газа* сумму 58 026 млн тенге за 2018 год и 29 309 млн тенге за 2017 год.

Продажи сырой нефти и газа

Совокупная выручка Компании от продажи сырой нефти и газа увеличилась на 1 416,9 млрд тенге или на 52,9% до 4 094,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 2 677,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данное увеличение связано главным

образом с увеличением цены нефти Brent.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении выручки от продаж и объемов продаж сырой нефти и газа за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018 г.	2017 г.
Выручка от продаж сырой нефти (млрд тенге).....	3 321	2 313
Объемы продаж сырой нефти (тыс. тонн).....	18 319	17 665
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге за тонну).....	181 299	130 944

Продажи нефтепродуктов

Совокупная выручка от продажи Компанией нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, увеличилась на 753,5 млрд тенге до 2 175,9 млрд тенге по сравнению с 1 422,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данное увеличение связано главным образом с ростом цен продажи и увеличением объемов продажи.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении продаж нефтепродуктов Компанией за указанные периоды в случаях, когда Компания является принципалом, за исключением объемов и продаж по договорам переработки давальческого сырья:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018 г.	2017 г.
Продажи нефтепродуктов (млрд тенге).....	2 176	1 422
Объемы проданных нефтепродуктов (тыс. тонн).....	11 249	8 755
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге за тонну).....	188 266	159 122

Услуги по транспортировке нефти и газа

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, выручка от услуг по транспортировке нефти и газа составила 315,2 млрд тенге по сравнению с 333,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. уменьшилась на 17,8 млрд тенге или 5,3%. Данное уменьшение главным образом связано с уменьшением объемов транспортировки, что повлияло на экспорт в Российскую Федерацию, осуществляемый контрагентом ТШО.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, выручка от переработки нефти и нефтепродуктов составила 175,6 млрд тенге по сравнению с 129,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 46,5 млрд тенге или 36,0%. Такое увеличение связано в первую очередь с увеличением объемов переработки на НПЗ после завершения программы модернизации.

Прочая выручка

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, прочая выручка составила 228,2 млрд тенге по сравнению с 232,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. уменьшилась на 4,0 млрд тенге или 1,7%. Данное уменьшение главным образом связано с доходом от продажи КТГ-Тбилиси, доходом по соглашению о передаче прав требования на проданный филиал Сарыгаш, отчуждением дочерних и аффилированных предприятий в Грузии и продажей определенных основных средств и земельных активов.

Чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, чистая доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 282,3 млрд тенге или 68,0% до 697,3 млрд тенге по сравнению с 415,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данное увеличение связано главным образом с увеличением прибыли ТОО «Тенгизшевройл» на 149,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2017 года.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении доходов (убытков) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018 г.	2017 г.
	<i>(млн тенге)</i>	
ТОО «Тенгизшевройл»	439 149	289 980
ТОО «Азиатский газопровод»	—	—
Mangistau Investments B.V.....	95 510	49 605
Каспийский трубопроводный консорциум.....	57 965	54 666
Газопровод Бейнеу-Шымкент	16 710	(668)
ТОО «КазГерМунай»	27 915	17 713
ТОО «КазРосГаз»	5 254	8 622
Kashagan B.V.....	34 034	(10 208)
ТОО «Казахойл-Актобе»	9 057	(16 788)
ТОО «Тенизсервис»	13 897	1 653
АО «Казахстанско-Китайский трубопровод»	—	—
Valseira Holdings B.V.....	(7 989)	9 751
PetroKazakhstan Inc.	14 590	7 233
Ural Group Limited	(18 822)	(1 877)
Прочие совместные предприятия и ассоциированные компании ⁽¹⁾	10 056	5 268
	697 326	414 950

Примечание:

(1) Включает (помимо прочих лиц) Rompetrol France SAS, Uzina Termoelectrica Midia S., ТОО «РТИ-АНПЗ», ТОО «Karagandy CCI», ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы», ТОО «KMG Nabors Drilling Co», ТОО «KMG Parker Drilling Co.», Торговое партнерство «Кылыш», Vorjomi-Likani Int, ООО «Нефтегазовая компания центральная», ТОО «КМГ-Устюрт», ТОО «Professional Geo Solutions», ТОО «Исатай Оперейтинг Компани», ТОО «Бейнеу-Мунайгаз», МунайТас, ТОО «KMG Automation», АвтоГазАлматы, ТОО «Парк хранения сжиженного природного газа» и ТОО «Грейс Казахстан Каталисте».

Финансовые доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, финансовые доходы составили 161,0 млрд тенге по сравнению с 122,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 38,4 млрд тенге или 31,3%. Данное увеличение главным образом связано со снятием с баланса займа в году, закончившемся 31 декабря 2018 года. В 2018 году Компания сняла с баланса заем, предоставленный ONGC Videsh, партнером по проекту «Сатпаев», на общую сумму 53 263 млн тенге, включая проценты в размере 4620 млн тенге. Снятие займа с баланса связано с запланированным выходом из проекта и возвращением контрактного участка Правительству.

Доходы от выбытия дочерних предприятий

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, доходы от выбытия дочерних предприятий составили 18,4 млрд тенге по сравнению с нулем за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отразило продажу КМГ-Сервис Грузия, Каскор-Транссервис, Актауском заводе нефтяного оборудования, КБТУ и КазТрансГаз-Тбилиси за 18 млрд тенге в 2018 году.

Прочие операционные доходы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности прочие операционные доходы в размере 23,0 млрд тенге по сравнению с 20,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 2,8 млрд тенге или 13,9%.

Расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, расходы на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов составили 4 313,0 млрд тенге по сравнению с 2 729,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 1 583,5 млрд тенге или 58,0%. Данное увеличение по сравнению с предыдущим годом главным образом связано с увеличением расходов на приобретение нефти для перепродажи на 1 162,3 млрд тенге.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на продажи за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	2018 г.	2017 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Приобретенная нефть для перепродажи.....	2 607 706	1 445 419	80,4%
Себестоимость нефти для перепродажи.....	698 473	732 682	(4,7%)
Приобретенный газ для перепродажи.....	356 932	242 987	46,9%
Материалы	182 067	147 484	23,4%
Приобретенные нефтепродукты для перепродажи.....	467 780	160 942	190,7%
Итого	4 312 958	2 729 514	58,0%

Увеличение расходов на приобретение нефти для перепродажи на 1162,3 млрд тенге до 2607,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 1445,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением закупок нефти для перепродажи и колебаниями цен на нефть. Рост торговых операций также связан с назначением ТН KMG N.V. в качестве «Аффилированного трейдера» Республики Казахстан и Компании в июле 2017 года, что влияет на процессы закупки и продажи нефти с Карачаганакского месторождения.

Уменьшение расходов на приобретение нефти для переработки на 34,2 млрд тенге до 698,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 732,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с (i) увеличением закупок нефтепродуктов для перепродажи на азиатском рынке в связи с повышенным спросом; (ii) ростом котировок на бензин и дизельное топливо по сравнению с 2018 годом; и (iii) увеличением расходов KMG International на приобретение нефти для переработки в результате плохих погодных условий в январе и феврале отчетного периода 2017 года, в результате чего завод Petromidia может работать только на минимальной мощности. Морской терминал Мидия также был закрыт в это время, и железнодорожные и автотранспортные перевозки также были прерваны.

Увеличение расходов на приобретение газа для перепродажи на 113,9 млрд тенге до 356,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 243,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением продаж товарного газа на экспорт в Китай и Кыргызстан и на внутренний рынок в результате повышения спроса, а также с увеличением средней закупочной цены на газ.

Увеличение расходов на приобретение материалов и сырья на 34,6 млрд тенге до 182,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению со 147,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением расходов на переработку сырой нефти, средней ценой нефти Brent, расходами на транспортировку и расходами по налогу на добычу полезных ископаемых.

Увеличение расходов на приобретение нефтепродуктов для перепродажи на 306,9 млрд тенге до 467,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 160,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением цен реализации и объемов реализации.

Производственные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, производственные расходы составили 604,5 млрд тенге по сравнению с 624,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. уменьшились на 19,8 млрд тенге или 3,2%. Данное уменьшение главным образом связано с уменьшением расходов по аренде и расходов на оплату труда, частично компенсированным увеличением расходов на ремонт и техническое обслуживание.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении производственных

расходов Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	2018 г.* (переклассифицировано)	2017 г.* (переклассифицировано)	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Оплата труда.....	291 693	311 973	(6,5%)
Ремонт и техническое обслуживание*	98 424	86 570	13,7%
Электроэнергия.....	71 914	63 082	14,0%
Транспортные расходы	21 988	15 685	40,2%
Расходы по аренде*	10 085	8 293	21,6%
Прочее	110 371	138 743	(20,4%)
	604 475	624 346	(3,2%)

* Группа переклассифицировала суммы за услуги по «ремонту и техническому обслуживанию», оказанные третьими лицами, из позиции «Прочее» за 2018 и 2017 гг., на сумму 56 527 млн тенге и 43 912 млн тенге, соответственно. Кроме того, «Расходы по аренде» были представлены отдельно и исключены из позиции «Прочее» за 2017 и 2018 гг.

Уменьшение расходов на оплату труда на 20,3 млрд тенге до 291,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 312,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с сокращением производственного персонала (в основном вследствие реорганизации группы компаний Актау Нефте-Сервис в 2018 году), а также с интеграцией РД КМГ и Компании.

Увеличение расходов на ремонт и техническое обслуживание на 11,8 млрд тенге до 98,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 86,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением закупок нефтепродуктов для перепродажи на Азиатском рынке, что привело к увеличению объемов, которое повлияло на планы технического обслуживания.

Увеличение расходов на электроэнергию на 8,8 млрд тенге до 71,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 63,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением потребления в связи с вводом в эксплуатацию новых мощностей на Атырауском НПЗ и ПНХЗ, а также с ростом средневзвешенных тарифов.

Увеличение расходов на транспортировку на 6,3 млрд тенге до 22,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 15,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением экспорта газа в Китай.

Уменьшение прочих расходов на 28,3 млрд тенге до 110,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 138,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с задержкой компенсационных выплат и выплаты соответствующего социального налога работникам нефтесервисных компаний, а также с расторжением трудовых договоров в соответствии с программой, которая позволила рабочим получить 50 процентов заработной платы за пять лет и расторгнуть соответствующие трудовые договоры. Уменьшение расходов по сравнению с 2017 годом связано с созданием в 2017 году резервов для экологического фонда ЭМГ.

Налоги, кроме подоходного налога

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, налоги, кроме подоходного налога, составили 477,7 млрд тенге по сравнению с 354,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 123,3 млрд тенге или 34,8%. Данное увеличение главным образом связано с более высоким рентным налогом на экспорт сырой нефти в сочетании с увеличением суммы экспортных таможенных пошлин и налогов на добычу полезных ископаемых.

	<u>За год, закончившийся 31 декабря</u>		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	<u>2018 г.</u>	<u>2017 г.</u>	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Рентный налог на экспорт сырой нефти	145 523	83 183	74,9%
Экспортные таможенные пошлины	131 128	105 302	24,5%
Налог на добычу полезных ископаемых	115 968	93 569	23,9%
Прочие налоги.....	85 113	72 393	17,5%
	<u>477 732</u>	<u>354 447</u>	34,8%

Увеличение суммы рентного налога на экспорт сырой нефти на 62,3 млрд тенге до 145,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 83,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с: (i) увеличением объема экспортных продаж; (ii) увеличением налоговой ставки; (iii) изменением валютного курса с 345,0 тенге за доллар США в 2018 году по сравнению с 332,33 тенге за доллар США в 2017 году; и (iv) повышением цены на нефть Brent до 71,3 доллара США за баррель в 2018 году по сравнению с 64,1 доллара США за баррель в 2017 году.

Увеличение суммы экспортных таможенных пошлин на 25,8 млрд тенге до 131,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 105,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, было связано главным образом с колебаниями ставки экспортной таможенной пошлины, связанными с увеличением рыночной цены на нефть.

Увеличение суммы налога на добычу полезных ископаемых на 22,4 млрд тенге до 116,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 93,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с повышением мировой цены на нефть (до 71,3 доллара США за баррель в 2018 году по сравнению с 54,2 доллара США за баррель в 2017 году) и ростом валютного курса с 332,33 тенге за доллар США в 2017 году до 345,0 тенге за доллар США в 2018 году.

Обесценение, износ и амортизация

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, обесценение, износ и амортизация составили 285,2 млрд тенге по сравнению с 238,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 47,2 млрд тенге или 19,8%. Данное увеличение было связано с увеличением обесценения, износа и амортизации в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов на 27,8 млрд тенге и увеличением обесценения, износа и амортизации в подразделении разведки и добычи нефти и газа на 10,3 млрд тенге. Данное увеличение связано главным образом с увеличением обесценения вследствие ввода в эксплуатацию новых объектов на НПЗ (вывода из эксплуатации и ввода в эксплуатацию установок после модернизации), а также в результате реализации инвестиционных проектов и приобретения новых операционных систем.

Расходы на транспортировку и реализацию

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, расходы на транспортировку и реализацию составили 370,8 млрд тенге по сравнению с 238,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 132,7 млрд тенге или 55,7%. Данное увеличение главным образом связано с увеличением расходов на транспортировку.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении расходов Компании на транспортировку и реализацию за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	2018 г.	2017 г.	
	(млн тенге)		
Транспортировка	317 402	189 949	67,1%
Оплата труда	16 180	16 103	0,5%
Прочее	37 195	32 011	16,2%
Итого	370 777	238 063	55,7%

Увеличение расходов, связанных с транспортировкой, до 317,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 189,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с повышением транспортных тарифов и увеличением объемов транспортировки нефти и нефтепродуктов. На это также повлиял экспорт газа в Китай в 2018 году через газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и АГП.

Общие и административные расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, общие и административные расходы составили 213,5 млрд тенге по сравнению с 163,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличились на 49,7 млрд тенге или 30,3%. Данное увеличение связано главным образом с резервом под штрафы, пени и налоговые платежи в году, закончившемся 31 декабря 2018 года, и с начислением обесценения НДС к получению в году, закончившемся 31 декабря 2018 года.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении общих и административных расходов Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	2018 г.	2017 г.	
	(млн тенге)		
Оплата труда	73 632	77 572	(5,1%)
Резерв по делу консорциума	–	–	нет
Консалтинговые услуги	22 435	19 523	14,9%
Начисление/(восстановление) обесценения НДС к получению	4 215	(24 158)	нет
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам	1 225	(120)	нет
Социальные выплаты	24 095	28 024	(14,0%)
НДС, не подлежащий зачету	3 031	7 923	(61,7%)
Аренда основных средств и нематериальных активов	5 750	5 780	(0,5%)
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности	(1 489)	1 056	нет
Благотворительные и спонсорские взносы	1 699	1 225	38,7%
(Восстановление) /резерв под обесценение долгосрочных авансов	–	1 188	нет
(Восстановление) /резерв под устаревшие запасы	4 339	345	нет
(Восстановление) /резерв под штрафы, пени и налоговые резервы	29 836	(4 212)	нет
Прочее ⁽¹⁾	44 717	49 634	(9,9%)
Итого	213 485	163 780	(30,3%)

Примечание:

(1) Прочие общие и административные расходы включают путевые расходы, расходы на связь, представительства, аренду, обеспечение безопасности, банковские услуги и штрафы.

Увеличение стоимости консалтинговых услуг до 22,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 19,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным

образом связано с: (i) делистингом РД КМГ с Лондонской фондовой биржи; (ii) резервами на техническую оценку; (iii) увеличением стоимости услуг, предоставляемых в рамках выпуска Облигаций для рейтинговых целей в 2018 году; и (iv) реализацией программы трансформации Компании в рамках проекта «Трансформация основных бизнес-функций и внедрение ERP».

Признание 4,2 млрд тенге в отношении обесценения НДС к получению по сравнению с восстановлением в отношении обесценения НДС к получению в размере 24,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с восстановлением резервов на возмещение НДС в 2017 году в размере 30 млрд тенге, которое повлияло на возмещение обесценения НДС.

Уменьшение не подлежащего зачету НДС до 3,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 7,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с аннулированием резервов на возмещение НДС.

Признание резерва под обесценение долгосрочных авансов за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в размере 1,2 млрд тенге, главным образом связано с неопределенностью в отношении возврата авансов, выплаченных ТОО «Урихтау Оперейтинг» поставщику за буровые работы после прекращения договора с поставщиком и незавершения соответствующих строительных работ.

Увеличение резерва под устаревшие запасы до 4,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с резервом под устаревшие запасы в размере 0,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с резервами под обесценение запасов с восстановлением в 2018 году ранее списанного резерва под дебиторскую задолженность в отношении отгруженных нефтепродуктов.

Увеличение штрафов, пеней и налоговых резервов до 29,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с восстановлением 4,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с экологическим и налоговым штрафом на общую сумму 34,5 млрд тенге, наложенным на ЭМГ в соответствии с инструкциями Департамента экологии Атырауской области.

Уменьшение прочих общих и административных расходов до 44,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 49,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с уменьшением расходов РД КМГ и КТГ.

Обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности обесценение основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке на сумму 165,5 млрд тенге по сравнению со 24,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 140,8 млрд тенге. Данное увеличение главным образом связано с увеличением обесценения активов по разведке и оценке в размере 106,9 млрд тенге по сравнению с предыдущим годом.

	За год, закончившийся 31 декабря		Выраженное в процентах изменение за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.
	2018 г.	2017 г.	
	<i>(млн тенге)</i>		<i>(процентов)</i>
Основные средства	33 603	22 328	50,5%
Активы по разведке и оценке	107 745	814	нет
Инвестиционная недвижимость	1 538	1 518	(1,3%)
Нематериальные активы	22 636	—	n.a.
	165 522	24 660	571,2%

Увеличение обесценения основных средств на 11,3 млрд тенге до 33,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 22,3 млрд тенге за год, закончившийся 31

декабря 2017 года, главным образом связано с большей суммой обесценения зданий и улучшений, а также машин и оборудования.

Увеличение обесценения активов по разведке и оценке на 106,9 млрд тенге до 107,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 0,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением обесценения активов по разведке и оценке в части материальных активов до 96,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 0,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данное увеличение главным образом связано с признанием обесценения в результате потери активов по разведке и оценке в рамках проекта Сатпаев (34 539 млн тенге) и проекта по разведке и разработке блока Нурсултан (67 897 млн тенге). Кроме того, по активам КМГ I был начислен убыток от обесценения (43,702 млн тенге) и скорректирован по справедливой стоимости актива в декабре 2018 года.

Прочие расходы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности прочие расходы в размере 23,3 млрд тенге по сравнению с 34,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает уменьшение на 11,5 млрд тенге или 33,0%.

Финансовые затраты

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности финансовые затраты в размере 427,7 млрд тенге по сравнению с 306,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 121,3 млрд тенге или 39,6%. Данное увеличение главным образом связано с признанием процентов в размере 89,6 млрд тенге в году, закончившемся 31 декабря 2018 года, вследствие того, что Компания произвела досрочное погашение Облигаций, в сочетании с более высокими процентными расходами. На 31 декабря 2018 года у Компании были заемные средства в размере 4 153,2 млрд тенге по сравнению с 4 301,3 млрд тенге на 31 декабря 2017 года.

Чистый убыток от курсовой разницы

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности чистый убыток от курсовой разницы в размере 38,3 млрд тенге по сравнению с чистым доходом от курсовой разницы в размере 67,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, вследствие колебаний валютных курсов.

Прибыль до уплаты подоходного налога

В результате вышеизложенного прибыль Компании до уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила 969,3 млрд тенге по сравнению с прибылью в размере 719,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года.

Расходы по уплате подоходного налога

Эффективная налоговая ставка Компании увеличилась до 28,8% за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 26,8% за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в результате увеличения дохода по акциям в 2018 году, а также увеличения невычитаемых расходов, связанных с погашением Облигаций. Кроме того, на эффективную налоговую ставку повлияла передача переработки от РД на уровень Компании (зачет налоговых убытков).

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, Компания отразила в отчетности расходы по уплате подоходного налога в размере 279,3 млрд тенге по сравнению с 190,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 89,0 млрд тенге или 46,8%. Это увеличение связано главным образом с: (i) увеличением налогов на доходы юридических лиц в результате увеличения налогооблагаемых доходов вследствие роста средней мировой цены нефти и объемов продаж газа на экспорт; и (ii) восстановлением стоимости основных средств, на которую ранее был начислен налог на сверхприбыль за 2017 год, вследствие вычета РД КМГ (ЭМГ). В отчетном периоде также был удержан налог у источника дохода на дивиденды ТШО, вознаграждение по депозитам, выданные займы и вознаграждение по капиталу, а также дополнительный налог на КТК в размере 6,781 млн тенге. Временные расходования в оценке активов

и обязательств повлияли на отложенный подоходный налог, и сумма отложенного налога, удерживаемого у источника дохода, в отношении дивидендов ТШО была пересчитана.

Прибыль за год от продолжающейся деятельности

В результате вышеизложенного прибыль Компании за год от продолжающейся деятельности увеличилась на 161,0 млрд тенге или 30,4% до 690,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с 529,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года.

Прибыль/(убыток) после уплаты подоходного налога за год от прекращенной деятельности

Прибыль Компании после уплаты подоходного налога за год от прекращенной деятельности составила 3,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, по сравнению с убытком после уплаты подоходного налога за год от прекращенной деятельности в размере 3,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, т.е. увеличилась на 7,2 млрд тенге.

Чистая прибыль за год

В результате вышеизложенного чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила 693,5 млрд тенге по сравнению с 525,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает увеличение на 168,1 млрд тенге или на 32,0%. Чистая прибыль Компании за 2018 и 2017 гг. составила 9,9% и 11,0%, соответственно, от выручки Компании за указанные годы.

Производственные сегменты

Обзор

Для целей финансовой отчетности деятельность Группы можно разделить на четыре основных производственных сегмента. Основными производственными сегментами Группы являются: разведка и добыча нефти и газа; транспортировка нефти; продажа и транспортировка газа; переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов. Группа отдельно представляет деятельность Компании в сегменте «Корпоративные функции», поскольку она не только выполняет функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальная деятельность Компании была объединена и представлена как «прочее» ввиду ее незначительности. Производственные сегменты Компании включают в себя следующие виды деятельности:

- ***Разведка и добыча нефти и газа.*** Группа занимается деятельностью по разведке и добыче нефти и газа на участках на территории Казахстана. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Разведка и добыча нефти и газа».
- ***Транспортировка нефти.*** Группа частично владеет и единолично управляет сетью нефтепроводов в Казахстане, которая является крупнейшей сетью с точки зрения ее протяженности и пропускной способности. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти».
- ***Транспортировка и продажа газа.*** Группа владеет и управляет основной газотранспортной системой, которая включает две основные сети. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка и продажа газа».
- ***Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.*** Группа активно занимается продажей как сырой нефти, которую она добывает, так и нефтепродуктов, включая бензин, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо и мазут. Группа также владеет и управляет растущей сетью автозаправочных станций в Казахстане и Румынии. Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».
- ***Корпоративные функции.*** Компания осуществляет операционную деятельность и выполняет административные функции материнской компании.

- **Прочее.** Сегмент «Прочее» включает обслуживающие дочерние предприятия Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, авиаперевозкам, охране и другим вспомогательным услугам, связанным с добычей нефти и газа.

В таблице ниже представлена информация о выручке, валовой прибыли и чистой прибыли производственных сегментов Компании за указанные периоды:

	*За год, закончившийся 31 декабря								
	2019 г.	2018 г.	2017 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	Совокупная выручка			Чистая прибыль/(убыток) за год			ЕБИТДА		
	<i>(млн тенге)</i>								
Разведка и добыча нефти и газа.....	1 310 336	1 466 408	1 203 251	842 496	721 376	441 202	962 778	1 000 476	619 839
Транспортировка нефти	336 738	268 404	244 955	136 906	122 986	121 923	219 204	184 024	169 269
Транспортировка и продажа газа.....	1 103 075	921 179	552 588	362 344	183 548	79 625	457 829	298 623	143 279
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	5 576 135	6 894 859	4 627 866	(36 553)	(91 735)	26 066	268 013	254 650	198 066
Корпоративный	430 177	182 077	—	(119 657)	(175 820)	(125 952)	42 345	7 038	(57 452)
Прочее	212 930	33 500	39 030	(68 083)	(1 161)	(8 474)	(32 309)	12 608	10 697
Исключение внутрифирменных взаиморасчетов ⁽¹⁾	(2 100 535)	(2 777 463)	(1 873 927)	41 004	(65 683)	(8 942)	44 874	(50 556)	14 865
Итого.....	6 858 856	6 988 964	4 793 763	1 158 457	693 511	525 448	1 962 734	1 706 863	1 098 563

Примечание:

(1) Связано с исключением внутригрупповых сделок.

Разведка и добыча нефти и газа

Сегмент «Разведка и добыча нефти и газа» Компании является вторым по величине сегментом Компании с точки зрения выручки до исключения внутрифирменных взаиморасчетов и является самым прибыльным сегментом Компании с точки зрения чистой прибыли и первым по величине сегментом Компании с точки зрения ЕБИТДА.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка от разведки и добычи нефти и газа до исключения внутрифирменных взаиморасчетов составила 417 144 млн тенге, чистая прибыль за период составила 28 180 млн тенге, а ЕБИТДА - 148 596 млн тенге.

Выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, относящаяся к данному сегменту, уменьшилась на 10,6% до 1 310,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 1 466,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Уменьшение выручки до исключения внутрифирменных взаиморасчетов за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с более высоким объемом экспорта, ростом цен реализации на внутреннем рынке и изменением курса тенге к доллару США.

Чистая прибыль, относимая на данный сегмент, увеличилась на 16,8% до 842,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 721,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Увеличение чистой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2018 года, главным образом связано с причинами, описанными выше.

ЕБИТДА, относимая на разведку и добычу нефти и газа, уменьшилась на 3,8% до 962,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 1 000,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом в результате курса доллара США к тенге, льгот по налогу на добычу полезных ископаемых для ОМГ и ростом цены на сырую нефть на внутреннем рынке.

Транспортировка нефти

Сегмент «Транспортировка нефти» является пятым по величине сегментом Компании по объему дохода, третьим по величине сегментом Компании по чистой прибыли и четвертым по величине сегментом Компании по ЕБИТДА. Компания получает выручку от транспортировки нефти за счет взимания тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку сырой нефти по системам нефтепроводов, эксплуатируемым Группой. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно, 70,2%, 79,4% и 79,5% совокупной выручки сегмента были

получены от внешних клиентов, а 29,8%, 20,6% и 20,5% - от внутренних клиентов (т.е., от Компании и ее дочерних предприятий).

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов от транспортировки нефти составила 171 970 млн тенге, чистая прибыль за период составила 95 333 млн тенге, а EBITDA – 130 380 млн тенге.

Выручка до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличилась на 25,4% до 336,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 268,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение связано главным образом с возросшими объемами транспортировки.

Чистая прибыль в сегменте транспортировки нефти увеличилась на 11,3% до 136,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 123,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом в связи с возросшими объемами транспортировки в направлении Средиземного моря и Черного моря, а также в связи с изменением курса доллар США/тенге.

EBITDA сегмента транспортировки нефти увеличилась на 19,1% до 219,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 184,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом в связи с возросшими объемами транспортировки в направлении Средиземного моря и Черного моря, а также в связи с изменением курса доллар США/тенге.

Транспортировка и продажа газа

Сегмент «Транспортировка и продажа газа» является третьим по величине сегментом Компании по объему выручки, вторым по величине сегментом Компании по чистой прибыли и вторым по величине сегментом Компании по EBITDA. Компания получает выручку от продажи и транспортировки газа за счет взимания тарифов с клиентов по долгосрочным договорам на продажу и транспортировку природного газа по эксплуатируемой ею системе газопроводов. В выручку Компании от транспортировки входят также платежи, произведенные вместо отгрузок по договорам «транспортируй или плати», заключенным между Компанией и некоторыми из ее клиентов, которые не осуществили транспортировку всех согласованных объемов. Указанные платежи приносят выручку без вычета операционных расходов в размере оплаченных, но не транспортированных объемов. Практически 100% от общей выручки поступает от внешних клиентов.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов от продажи и транспортировки нефти составила 505 005 млн тенге, чистая прибыль за период составила 150 374 млн тенге, а EBITDA – 193 404 млн тенге.

Выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, относящийся к данному сегменту, увеличилась на 97,4% до 362,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 183,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение главным образом связано с увеличением экспорта газа в Китай в сочетании с повышением средних цен реализации на экспорт.

Чистая прибыль, относящаяся к сегменту продажи и транспортировки газа, составила 362,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 183,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Увеличение в году, закончившемся 31 декабря 2019 года, главным образом связано с: (i) долей прибыли АГП с полным восстановлением накопленной непризнанной доли в убытке к концу 2018 года (увеличение на 168 млрд тенге); (iii) увеличением доли прибыли ГБШ в связи с увеличением экспорта в Китай; (iv) увеличением доли в КазРосГазе в результате роста средневзвешенной цены газа, продаваемого на внутренний рынок в Казахстане (с 17 до 23 тенге / тыс. м³ в отчетном периоде).

EBITDA, приходящаяся на продажу и транспортировку газа, увеличилась на 53,3% до 457,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 298,6 млрд тенге за год,

закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение главным образом связано с увеличением объемов и цен экспорта газа в Китай, а также с изменением курса доллара США к тенге.

Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов

Сегмент переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов является крупнейшим из сегментов Компании по выручке до исключения внутрифирменных взаиморасчетов. Данный сегмент также является третьим по величине среди сегментов Компании по вкладу в EBITDA, хотя он имел отрицательный вклад в годовую чистую прибыль за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг. В совокупной выручке этого сегмента 90,3%, 81,2% и 83,4% были получены от внешних клиентов и 9,7%, 18,8% и 16,6% от внутренних клиентов за периоды, закончившиеся 31 декабря 2019 года, 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года, соответственно.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов от переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 1 578 976 млн тенге, чистый убыток за период составил 189 632 млн тенге, а EBITDA - 89 701 млн тенге.

Выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, относящаяся к данному сегменту, уменьшилась на 19,1% до 5 576,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 6 894,9 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное уменьшение главным образом связано со снижением цены на нефть Brent, уменьшением объемов и цен реализации бензина и дизельного топлива.

Чистый убыток до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, относящийся к переработке и продаже сырой нефти и нефтепродуктов, уменьшился до чистого убытка в размере 36,6 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с чистым убытком в размере 91,7 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Изменение произошло главным образом в результате увеличения дохода от курсовой разницы в результате пересчета сумм задолженности в валюте Атырауского НПЗ и ПНХЗ.

EBITDA до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, приходящаяся на переработку и продажу сырой нефти и нефтепродуктов, увеличилась на 5,2% до 268,0 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 254,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Данное увеличение главным образом связано с повышением цены на нефть Brent в 2018 году по сравнению с 2017 годом.

Корпоративный

«Корпоративный» сегмент состоит из Компании, которая занимается операционной деятельностью, а также выполняет функции материнской компании. Данный сегмент является пятым среди сегментов Компании по выручке до исключения внутрифирменных взаиморасчетов и EBITDA и наименьшим сегментом по чистой прибыли.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка корпоративного сегмента до исключения внутрифирменных взаиморасчетов составила 190 815 млн тенге, чистый убыток за период составил 41 708 млн тенге, а EBITDA была отрицательной и составила 5 606 млн тенге.

Выручка до исключения внутрифирменных взаиморасчетов, относящаяся к данному сегменту, увеличилась до 430,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 182,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в связи с передачей переработки и сбыта нефтепродуктов от РД КМГ Компании в середине 2018 года.

Чистый убыток, относящийся к данному сегменту, увеличился до убытка в размере 119,7 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с чистым убытком в размере 175,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом вследствие процесса передачи переработки и сбыта нефтепродуктов от РД КМГ Компании в середине 2018 года.

EBITDA, приходящаяся на «корпоративный» сегмент, увеличилась до 42,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 7,0 млрд тенге за год, закончившийся 31

декабря 2018 года, главным образом в результате процесса передачи переработки и сбыта нефтепродуктов от РД КМГ Компании в середине 2018 года.

Прочее

Сегмент «Прочее» включает в себя сервисные дочерние предприятия Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, по авиаперевозкам, охране и иные услуги в области нефти и газа. Данный сегмент является наименьшим сегментом Компании с точки зрения выручки до исключения взаиморасчетов и ЕБИТДА и пятым по чистой прибыли. Совокупная выручка данного сегмента состояла на 58,9%, 56,3% и 53,8% из дохода от внешних заказчиков и на 41,1%, 43,7% и 46,2% из дохода от внутренних заказчиков за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно.

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, совокупная выручка сегмента «прочее» до исключения внутрифирменных взаиморасчетов составила 90 903 млн тенге, чистый убыток за период составил 15 285 млн тенге, а ЕБИТДА была отрицательной и составила 2 916 млн тенге.

Чистый убыток сегмента «Прочее» увеличился до 68,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по сравнению с 1,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, главным образом в результате досрочного погашения Облигаций, выпущенных в рамках Программы, а также уменьшения расходов вследствие изменения курса доллар США/тенге.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

В таблице ниже приведена определенная информация об основных позициях отчета о движении денежных средств за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	123 801	629 161	695 393
Чистые денежные потоки (используемые в)/от инвестиционной деятельности	(319 562)	991 081	(1 093 759)
Чистые денежные потоки (используемые в)/от финансовой деятельности	(270 371)	(1 520 368)	737 081

Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности, составили 123,8 млрд тенге по сравнению с 629,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, т.е. произошло сокращение на 505,4 млрд тенге или 80,3%. Данное сокращение главным образом обусловлено снижением доходов от продажи товаров и услуг и увеличением налоговых платежей вследствие изменения ставки рентного налога.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности, составили 629,2 млрд тенге по сравнению с 695,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что отражает уменьшение на 66,2 млрд тенге или 9,5%. Такое уменьшение было прежде всего обусловлено снижением доходов от продажи товаров и услуг и увеличением налоговых платежей вследствие изменения ставки рентного налога.

Чистые потоки денежных средств, полученные от / (используемые в) инвестиционной деятельности

Чистые потоки денежных средств, полученные от/(используемые в) инвестиционной деятельности в основном отражают приобретения и отчуждения дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний, покупку и продажу основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов, распределение прибыли, полученной от совместных предприятий и ассоциированных компаний, а также закрытие и открытие банковских депозитов.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, чистые потоки денежных средств, используемые в

инвестиционной деятельности, составляли 319,6 млрд тенге по сравнению с чистыми потоками денежных средств от инвестиционной деятельности в размере 991,1 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, что отражает уменьшение на 1 310,7 млрд тенге. Чистые потоки денежных средств, используемые в инвестиционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, были главным образом связаны с выкупом акций РД КМГ.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности составили 991,1 млрд тенге по сравнению с чистыми денежными потоками от инвестиционной деятельности в размере 1 093,8 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в основном были связаны с закрытием банковских депозитов.

Чистые потоки денежных средств, (используемые в)/ полученные от финансовой деятельности

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности составили 270,4 млрд тенге против чистых потоков денежных средств, используемых в финансовой деятельности в размере 1 520,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года. Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, прежде всего отражают погашение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, на сумму 31 млрд тенге, выпуск долговых ценных бумаг Атырауским НПЗ и получение долгосрочного займа, а также займы КМГ International.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, чистые потоки денежных средств, используемые в финансовой деятельности, составили 1 520,4 млрд тенге по сравнению с чистыми потоками денежных средств от финансовой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в размере 737,1 млрд тенге. Чистые потоки денежных средств, используемые в финансовой деятельности, за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, прежде всего отражают погашение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, на сумму 1 145 млрд тенге, а также выкуп акций РД КМГ, частично компенсированный займами, предоставленными КТГ и КМГ International.

Существенные безналичные сделки

В течение лет, закончившихся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., Компания заключала существенные безналичные и иные сделки, не отраженные в консолидированных отчетах Компании о движении денежных средств. См. Финансовую отчетность.

Общие капитальные затраты

Определенная информация по общим капитальным затратам Компании по сегментам за указанные периоды, включая приобретения путем слияния компаний, приведена в таблице ниже.

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		
	2020 г.	2019 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
			<i>(млрд тенге)</i>		
Разведка и добыча нефти и газа	79,7	87,1	256,7	180,0	145,8
Транспортировка нефти	12,2	14,3	44,9	65,1	74,8
Транспортировка и продажа газа	87,0	40,3	91,7	156,9	140,5
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	51,0	20,3	79,5	203,7	291,5
Прочее	13,5	4,7	32,4	21,3	16,0
Итого капитальных затрат	243,4	166,7	505,3	628,1	668,6

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, наиболее значительные капитальные затраты Компании включали проекты в сегменте продажи и транспортировки газа (87,0 млрд тенге), включая завершение строительства компрессорной станции на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент, а также проекты в сегменте разведки и добычи нефти и газа (79,7 млрд тенге) в целях поддержания и/или повышения уровня добычи нефти и газового конденсата.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, наиболее значительные капитальные затраты

Компании включали проекты в сегменте разведки и добычи нефти и газа (256,7 млрд тенге), в основном у КМГ Карачаганак, включая расширение мощностей по добыче газа на перерабатывающем комплексе, модернизацию системы подготовки нефти перерабатывающего комплекса и модернизацию компрессора для подготовки газа и компрессора для обратной закачки газа.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, наиболее значительные капитальные затраты Компании включали проекты в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов (203,7 млрд тенге), включая проекты модернизации Атырауского НПЗ и ПНХЗ, в сегменте разведки и добычи нефти (180,0 млрд тенге), включая массовые закупки основных средств, используемых в эксплуатационном и разведочном бурении, для ЭМГ и ОМГ, а также в сегменте продажи и транспортировки газа (156,9 млрд тенге), включая завершение строительства и ввод в эксплуатацию двух компрессорных станций на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент.

Наиболее значительные капитальные затраты Компании за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, включают: модернизацию нефтеперерабатывающих заводов, принадлежащих Компании, в том числе строительство комплекса по углубленной переработке нефти на Атырауском НПЗ (260 млрд тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (140,5 млрд тенге); и поддержание уровней производства и увеличение объемов добычи РД КМГ (135,2 млрд тенге).

На разведку и добычу в нефтегазовом сегменте пришлось 50,8%, 28,7% и 21,8% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. Капитальные затраты на разведку и добычу за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., в основном представляли собой затраты на инвестиционные проекты для повышения уровня добычи нефти и газового конденсата, а также для поддержания текущего уровня добычи нефти и газового конденсата и технического обслуживания в рабочем порядке. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, самые крупные проекты в сегменте разведки и добычи нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) включали рост в рамках проектов АО «Озенмунайгаз» в связи с бурением большого количества продуктивных скважин, а также увеличение расходов на их строительство и эксплуатацию. Кроме того, ТОО «КМГ Карачаганак» понесло расходы на снятие ограничений по добыче газа со стороны перерабатывающего комплекса, модернизацию системы подготовки нефти в нефтеперерабатывающем комплексе и модернизацию компрессоров в установке комплексной подготовки газа и четвертого компрессора системы обратной закачки газа. Также имело место увеличение объема эксплуатационного бурения. В 2018 году изменения включали приобретение основных средств и перенесенный объем с 2017 года для ОМГ, а также большие объемы эксплуатационного бурения и перенесенных объемов разведочного бурения с 2017 года для ЭМГ. Также увеличились расходы Компании на техническое обслуживание производственных активов в рабочем порядке вследствие увеличения расходов проекта на снятие ограничений по добыче газа на Карачаганакском перерабатывающем комплексе (КПК), а также на модернизацию системы подготовки нефти на КПК и модернизацию компрессоров УКПГ-2 и проект строительства 4-го компрессора для повторной закачки газа.

На сегмент транспортировки нефти пришлось 8,9%, 10,4% и 11,2% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., самыми крупными проектами в сегменте транспортировки нефти с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) являлись строительство компрессорной станции на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент; увеличение объема подземного газохранилища в Бозое; строительство компрессорной станции «Караозек» на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент; разработка Амангельдинской группы месторождений; и строительство дожимной компрессорной станции.

На сегмент продажи и транспортировки газа пришлось 18,1%, 25,0% и 21,0% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., самыми крупными проектами в сегменте продажи и транспортировки газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) являлись строительство компрессорной станции на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент; увеличение объема подземного газохранилища в Бозое; строительство компрессорной станции «Караозек» на газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент; разработка Амангельдинской группы

месторождений; и строительство дожимной компрессорной станции.

На сегмент переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 15,7%, 32,4% и 43,6% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., самыми крупными проектами в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) являлись (за 2019 год) завершение проектов модернизации Атырауского и Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов в связи с основными строительными-монтажными и пусконаладочными работами в 2018 году. Крупнейший проект в 2018 году был связан с завершением проектов модернизации Атырауского и Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов в связи с основными строительными-монтажными и пусконаладочными работами в 2017 году. Затраты сегмента «Прочее» составили 6,4%, 3,4% и 2,4% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., самыми крупными проектами в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов являлись (за 2019 год) завершение проектов модернизации Атырауского и Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов в связи с основными строительными-монтажными и пусконаладочными работами в 2018 году. Крупнейший проект в 2018 году был связан с завершением проектов модернизации Атырауского и Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов в связи с основными строительными-монтажными и пусконаладочными работами в 2017 году.

В таблице ниже приведены предусмотренные бюджетом затраты Компании на указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2020 г.(II)	2021 г.(II)	2022 г.(II)	2023 г.(II)	2024 г.(II)
	<i>(млрд тенге)</i>				
Разведка и добыча нефти и газа	185,9	194,4	161,5	130,9	104,4
Транспортировка нефти	51,8	50,8	46,5	46,9	50,3
Транспортировка газа.....	116,2	40,7	33,9	22,6	23,0
Переработка и продажа.....	102,5	135,4	94,1	66,0	100,6
Прочее	25,6	19,0	13,4	12,6	8,1
Итого капитальных затрат	482,0	440,2	349,3	279,0	286,5

После завершения ряда капиталоемких проектов в 2016 и 2017 годах Компания ожидает снижения объемов своих капитальных затрат. Помимо строительства трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2018 и 2019 гг. для облегчения транспортировки газа в Китай (при этом продолжается работа над новой, четвертой компрессорной станцией, завершение которой запланировано на 2023 год), в 2020-2021 гг. основная часть капитальных затрат должна быть связана с проектами по разведке и с проектами, направленными на поддержание текущих уровней добычи РД КМГ, а также с другими проектами.

Предусмотренные бюджетом капитальные расходы на год, заканчивающийся 31 декабря 2020 года, составляют 482,0 млрд тенге, из которых на 30 сентября 2020 года было освоено 369,3 млрд тенге. Наиболее значительные статьи капитальных затрат Компании, предусмотренных в бюджете на 2020 год, включают проекты ИЦА (составляющие 20,7% предусмотренных бюджетом капитальных затрат), Озенмунайгаза (составляющие 18,5% предусмотренных бюджетом капитальных затрат) и КМГ International (составляющие 13,4% предусмотренных бюджетом капитальных затрат).

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

См. разделы «Факторы риска - Факторы риска, связанные с отраслью, в которой Компания осуществляет деятельность – Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой, и деятельность Компании может потребовать значительных дальнейших капитальных затрат» и «Прогнозные заявления».

Обязательства

См. Примечание 34 к Финансовой отчетности и Примечание 22 к Промежуточной финансовой

отчетности.

Долговые обязательства

Таблица ниже отражает общую информацию по займам Компании и ее дочерних предприятий (за исключением обязательств неконсолидированных совместных предприятий и ассоциированных компаний, кроме гарантированных Компанией или ее дочерними предприятиями), а также информацию о ставках вознаграждения с указанием валюты на указанные даты:

	На 30 июня		На 31 декабря	
	2020 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	<i>(млн тенге, за исключением процентных долей)</i>			
Итого заимствований	3 967 293	3 837 504	4 153 238	4 301 252
Заимствования с фиксированной процентной ставкой	3 338 816	3 146 477	3 029 688	3 137 182
Средневзвешенное значение фиксированных процентных ставок.....	5,48%	5,48%	5,42%	6,30%
Заимствования с плавающей процентной ставкой	628 477	691 027	1 123 550	1 164 070
Средневзвешенное значение плавающих процентных ставок.....	5,15%	5,73%	5,70%	4,90%
Заимствования, деноминированные в долларах США	3 671 393	3 555 347	3 927 512	4 069 683
Заимствования, деноминированные в тенге	291 085	271 776	207 276	220 729
Заимствования, деноминированные в евро	2 795	2 881	1 866	—
Заимствования, деноминированные в других валютах	2 020	7 500	16 584	10 840
Краткосрочная часть	380 671	253 428	330 590	884 140
Часть, не являющаяся краткосрочной.....	3 586 622	3 584 076	3 822 648	3 417 112

Общая сумма заимствований Компании незначительно увеличилась на 3,4% до 3 967,3 млрд тенге на 30 июня 2020 года по сравнению с 3 837,5 млрд тенге на 31 декабря 2019 года, главным образом вследствие девальвации тенге по отношению к доллару США, даже несмотря на то, что задолженность в номинальном долларовом выражении незначительно уменьшилась на 30 июня 2020 года по сравнению с 31 декабря 2019 года. Долгосрочные заимствования Компании (без учета части долгосрочной задолженности, подлежащей погашению в краткосрочной перспективе) остались приблизительно на том же уровне и составили 3 586,6 млрд тенге на 30 июня 2020 года по сравнению с 3 584,1 млрд тенге на 31 декабря 2019 года.

Общая сумма заимствований Компании уменьшилась на 7,6% до 3 837,5 млрд тенге на 31 декабря 2019 года по сравнению с 4 153,2 млрд тенге на 31 декабря 2018 года. Долгосрочные заимствования Компании (без учета части долгосрочной задолженности, подлежащей погашению в краткосрочной перспективе) уменьшились до 3 584,1 млрд тенге на 31 декабря 2019 года по сравнению с 3 822,6 млрд тенге на 31 декабря 2018 года. Заимствования Компании уменьшились главным образом в результате снятия с баланса займа, предоставленного партнерами по проекту «Жемчужины», уменьшения задолженности АНПЗ, полного погашения Облигаций, выпущенных в рамках Программы, со сроком погашения в 2044 году, погашения облигаций, принадлежащих Банку развития Казахстана, уменьшения займа KMG International и погашения займов другими дочерними предприятиями.

Общая сумма заимствований Компании уменьшилась на 3,4% до 4 153,2 млрд тенге на 31 декабря 2018 года по сравнению с 4 301,3 млрд тенге на 31 декабря 2017 года. Данное уменьшение главным образом связано с погашением определенных Облигаций, выпущенных в рамках Программы, и полным погашением кредита, полученного от ПАО «Сбербанк России». Долгосрочные заимствования Компании (без учета части долгосрочной задолженности, подлежащей погашению в краткосрочной перспективе) увеличились до 3 822,6 млрд тенге на 31 декабря 2018 года по сравнению с 3 417,1 млрд тенге на 31 декабря 2017 года, главным образом за счет рефинансирования долга, относимого на Атырауский НПЗ.

Финансовая политика

Цели финансовой политики Компании:

- измерять, ограничивать и управлять финансовыми рисками Компании;
- управлять использованием заемного капитала Компании и предпринимать шаги по уменьшению общего уровня задолженности Компании, посредством возмещения такой

задолженности в срок платежа без повторного финансирования;

- сохранять оптимальную позицию оборотного капитала на уровне дочерних предприятий Компании; и
- сохранять высокий уровень финансовой гибкости в пределах Группы.

В соответствии с данной политикой Компания стремится финансировать проекты, не влияя на их бухгалтерский баланс, путем осуществления проектного финансирования с ограниченным правом требования в отношении приобретаемого актива и использования собственных денежных средств, реализованных от дивидендов, полученных от дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний. Помимо этого, Компания поощряет свои совместные предприятия и ассоциированные компании к прямому участию в финансировании.

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий

Компания регулярно оценивает банковский рынок и рынок облигаций. Сумма непогашенных долговых на 30 июня 2020 года составляет 2 924,6 млн тенге. Доступная или непогашенная сумма банковских ссуд Компании на 30 июня 2020 года составляет 1 042,7 млн тенге.

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместных предприятий

Кроме того, несмотря на то, что они не консолидированы с заемными средствами Компании, некоторые совместные предприятия и ассоциированные компании Компании и ее дочерних предприятий имеют значительные долговые обязательства.

17 июня 2016 года ТОО «СП «CASPI BITUM» были заключены два договора займа с Банком Китая на совокупную основную сумму в размере 208 млн долларов США для целей рефинансирования займа, полученного в 2010 году для финансирования завода по производству дорожного битума на базе завода пластмасс в Актау. АГП, ККТ и ГБШ заключили кредитные соглашения в связи со строительством Азиатского Газопровода, ККТ и Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, непогашенная основная сумма по которым на 30 июня 2020 года составляла 612 млн долларов США.

Отдельные положения и условия долговых обязательств

Долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий содержат стандартные рыночные условия, включая определенные финансовые обязательства и иные ограничительные условия. В качестве примера, в рамках определенных обязательств КТГ по заемному финансированию, Компанией (в качестве гаранта) должен соблюдаться ряд финансовых обязательств, включающих в себя поддержание отношения Чистой задолженности к консолидированной EBITDA на уровне не более 4,0:1. На дату настоящего Базового проспекта Компания выполняет данные обязательства.

Ниже в таблице представлены предполагаемые графики погашения долгосрочной задолженности Компании по состоянию на 30 июня 2020 года, при условии, что все кредитные линии компании были полностью выбраны на эту дату:

Год погашения	Сумма погашения (млрд тенге)
2020.....	256,2
2021.....	217,6
2022.....	352,7
2023.....	323,5
2024.....	142,9
2025.....	323,4
2026.....	64,4
2027.....	691,7
2028.....	0,6
2029.....	0,0
2030 и позже.....	1 615,7

Краткосрочные заимствования Компании (включая часть долгосрочной задолженности, подлежащую погашению в краткосрочной перспективе) уменьшились до 253,4 млрд тенге на 31

декабря 2019 года по сравнению с 330,6 млрд тенге на 31 декабря 2018 года. Данное уменьшение главным образом связано со снятием с баланса займа, предоставленного партнерами по проекту «Жемчужины», уменьшением задолженности АНПЗ, полным погашением выпущенных Облигаций со сроком погашения в 2044 году, погашением облигаций, держателем которых является Банк развития Казахстана, уменьшением займа KMG International и погашением займов другими дочерними предприятиями. Краткосрочные заимствования Компании (включая часть долгосрочной задолженности, подлежащую погашению в краткосрочной перспективе) уменьшились до 330,6 млрд тенге на 31 декабря 2018 года по сравнению с 884,1 млрд тенге на 31 декабря 2017 года. Данное уменьшение главным образом связано с погашением Облигаций, выпущенных в рамках Программы, погашением кредита, предоставленного ПАО «Сбербанк» и выкупом акций РД КМГ.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной процентной ставкой незначительно выросла до 5,48% на 31 декабря 2019 года по сравнению с 5,42% на 31 декабря 2018 года. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей процентной ставкой незначительно выросла до 5,73% на 31 декабря 2019 года по сравнению с 5,70% на 31 декабря 2018 года.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной процентной ставкой уменьшилась до 5,42% на 31 декабря 2018 года по сравнению с 6,30% на 31 декабря 2017 года. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей процентной ставкой увеличилась до 5,70% на 31 декабря 2018 года по сравнению с 4,90% на 31 декабря 2017 года.

Количественные и качественные раскрытия рыночных рисков

Компания осуществляет деятельность в высококонкурентной отрасли и сталкивается с жесткой конкуренцией в отношении контрактов на недропользование, квалифицированного персонала и рынков для экспорта своей сырой нефти и нефтепродуктов.

Компания подвержена рискам, относящимся к запасам и добыче, оценке нефтяных и газовых запасов, законодательству об охране окружающей среды Казахстана, ценам на сырую нефть, газ и продукты нефтепереработки, иностранной валюте, ликвидности, кредитам, процентным ставкам, налогообложению и другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты в иностранной валюте, опционы иностранной валюты, свопы процентных ставок и товарные соглашения для управления этими рыночными рисками.

См. Примечание 32 к Финансовой отчетности и Примечание 21 к Промежуточной финансовой отчетности.

Рыночный риск

Группа принимает на себя рыночные риски. Рыночные риски возникают из открытых позиций по процентным ставкам, валюте и ценным бумагам, которые подвержены влиянию общих и локальных рыночных тенденций. Группа управляет рыночным риском посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений рыночных условий, и установления соответствующих требований к марже и обеспечению. Анализ чувствительности к рискам в следующих разделах относится к положению по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг.

Риск, связанный с иностранной валютой

Основной риск Компании, связанный с обменным курсом валют, заключается в изменениях обменного курса доллара США по отношению к тенге и, в меньшей степени, по отношению к другим валютам. Вследствие того, что значительные суммы заимствований и кредиторской задолженности выражены в долларах США, изменения курсов доллар США/тенге могут существенно повлиять на консолидированный отчет о финансовом положении Группы. Группа также подвержена операционному валютному риску, связанному с курсом доллара США, поскольку она получает значительную часть своей выручки в долларах США. Большая часть притока наличных средств Компании, а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции выражается в тенге. В том, что касается выручки, вся экспортная выручка Компании, включая

экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражается в долларах США или соотносится с деноминированными в долларах США ценами на сырую нефть и нефтепродукты.

На 30 июня 2020 года задолженность Компании в размере 3 671,4 млрд тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 92,5% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 3 967,3 млрд тенге на эту дату). Падение курса доллара по отношению к тенге снизило и продолжит снижать в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, а рост курса доллара США по отношению к тенге увеличил и продолжит увеличивать в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США. Поскольку отчетность Компании составляется в тенге, в случае увеличения курса доллара по отношению к тенге Компания понесла и продолжит нести убытки при пересчете в доллары США. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность - Влияние изменений валютных курсов»*.

Компания не использует валютные контракты или форвардные контракты для управления рисками, связанными с изменением обменных курсов валют. Руководство Компании регулярно отслеживает валютные риски Компании, равно как и динамику обменных курсов, и их влияние на операционную деятельность Компании. Компания придерживается политики управления валютным риском, связанным с изменением обменного курса доллара США, путем сопоставления финансовых активов, деноминированных в долларах США, с финансовыми обязательствами, деноминированными в долларах США, или путем применения хеджирования к нефинансовым активам и финансовым обязательствам.

Риск процентных ставок

Риск процентных ставок – это риск колебаний стоимости финансового инструмента вследствие изменений рыночных процентных ставок. Компания подвергается процентному риску по задолженности с плавающей процентной ставкой и, в меньшей степени, по задолженности с фиксированной процентной ставкой. Политика Компании заключается в комбинировании заимствований с фиксированными и плавающими ставками для управления затратами на процентные выплаты. По состоянию на 30 июня 2020 года совокупная сумма непогашенных кредитов и займов Компании составляла 3 967,3 млрд тенге, причем по заимствованиям на сумму 3 338,8 млрд тенге проценты начисляются по фиксированным процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 5,48%) и по заимствованиям на сумму 628,5 млрд тенге - по плавающим процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 5,15%), определяемым, главным образом, на основе ставки LIBOR для депозитов в долларах США. См. раздел *«Долговые обязательства»*.

Компания принимает долговые обязательства в общих корпоративных целях, включая финансовые капитальные затраты, финансовые приобретения и нужды в оборотных средствах. Восходящие колебания процентных ставок увеличивают стоимость нового долга и процентную стоимость текущих заимствований с переменной процентной ставкой. Колебания процентных ставок также могут привести к значительным колебаниям справедливой стоимости долговых обязательств Компании. Однородная категория обязательств определяется согласно валюте, в которой выражены финансовые обязательства, и допускает то же самое движение процентной ставки в пределах каждой однородной категории (напр., доллары США, тенге). При этом чувствительность Компании к снижениям процентных ставок и соответствующему увеличению справедливой стоимости задолженности Компании может оказать неблагоприятное воздействие на финансовые показатели и движение денежных средств Компании только в том случае, если Компания примет решение о выкупе или погашении иным образом всей или части своей задолженности, имеющей фиксированную ставку, по цене выше балансовой стоимости.

Кредитный риск

Компания ведет торговлю с признанными кредитоспособными сторонами, и существует кредитная политика проверки на месте в отношении клиентов, которые хотят извлечь выгоду по условиям кредита. Финансовые инструменты Компании, которые потенциально подвергаются концентрациям кредитных рисков, в первую очередь состоят из дебиторской задолженности. Несмотря на то, что Компания может, в случае неисполнения контрагентами своих обязательств, понести убытки в размере вплоть до всей суммы договора, Компания не предполагает

возникновения таких убытков. Несмотря на то, что на взыскание дебиторской задолженности могут оказывать воздействие экономические факторы, влияющие на эти организации, Компания считает, что не существует существенного риска убытков помимо тех, на покрытие которых уже были сформированы резервы. Максимальное воздействие - балансовая стоимость, как раскрыто в Примечании 32 к Финансовой отчетности.

Концентрация кредитного риска по дебиторской задолженности ограничена в силу большого числа клиентов, включенных в базу клиентов Компании, и использования аккредитивов в большинстве сделок купли-продажи. Финансовые учреждения, осуществляющие деятельность в Казахстане, не предлагают услуги по страхованию депозитов юридических лиц. Руководство Компании периодически проверяет кредитоспособность финансовых учреждений, у которых размещает свои депозиты.

В отношении кредитных рисков, возникающих по другим финансовым активам Компании, которые состоят из денежных средств и их эквивалентов, депозитов в банках, дебетовых сальдо расчетов с покупателями, займов и облигаций к получению и других финансовых активов, подверженность Компании кредитным рискам возникает из невыполнения обязательств контрагентом, с максимальным воздействием, равным балансовой стоимости таких инструментов.

Кроме того, Компания подвергается кредитному риску и риску недостатка ликвидности в связи с инвестиционной деятельностью, в первую очередь в отношении размещения средств на депозитах в казахстанских банках.

Риск ликвидности

Риск ликвидности возникает, когда сроки активов и обязательств не совпадают, в результате чего у Компании возникают сложности с мобилизацией средств для выполнения финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро продать финансовые активы по цене, близкой к приемлемой. Руководство Компании на регулярной основе отслеживает требования к ликвидности и считает, что у Компании имеется достаточно доступных средств для того, чтобы выполнять свои обязательства по мере их возникновения.

Политика страхования валютных рисков

Исторически сложилось, что Компания не использовала форвардные валютные сделки, валютные свопы, опционы на продажу или другие инструменты хеджирования.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, и года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Компания осуществила хеджирование чистых инвестиций в определенные дочерние предприятия, относимые к категории зарубежных подразделений, в отношении отдельных займов, деноминированных в долларах США, причем эффект от таких мер был равен убытку в размере 138,2 млрд тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, и доходу в размере 10,3 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (по сравнению с убытками в размере 364,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, и доходом в размере 67,2 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года). См. Примечание 25 к Финансовой отчетности и Примечание 18 к Промежуточной финансовой отчетности.

Внебалансовые операции

По состоянию на 31 декабря 2019 года Компания не имела существенных внебалансовых статей. Компания указывает все установленные непредвиденные потенциальные обязательства в качестве резервируемых сумм или иным образом отражает их в своей консолидированной финансовой отчетности. Кредитный риск по внебалансовым финансовым документам определяется как возможность убытков в результате несоблюдения другой стороной финансового инструмента условий договора. Руководство Компании считает, что внебалансовые инструменты не имеют существенного значения для консолидированной деятельности или финансового положения Компании.

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с МСФО. Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства Компании сделать выбор соответствующих принципов учетной политики, раскрыть оценки и допущения, влияющие на предоставляемые данные по активам, обязательствам, выручке и расходам, а также раскрыть условные активы и обязательства. Детальное описание учетной политики Компании см. в Примечании 4 к Финансовой отчетности и в Примечании 3 к Промежуточной финансовой отчетности. Выбор Руководством необходимой учетной политики и составление расчетов и предположений включает в себя суждения и неопределенности, что приводит к тому, что существует обоснованная вероятность, что при других обстоятельствах или при иных допущениях данные, содержащиеся в отчетности, могли бы быть совершенно другими, и фактические данные могут отличаться от этих расчетов. Ниже приводится краткий обзор наиболее важных расчетов и суждений, требующихся от руководства Компании.

См. Примечание 4 к Финансовой отчетности, Примечание 3 к Промежуточной финансовой отчетности и раздел *«Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации»*.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором для Компании при расчете износа, истощения и амортизации. Компания подсчитывает запасы нефти и газа для такого расчета в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников («ОИН»). При оценке запасов по методике ОИН Компания использует долгосрочные плановые цены. Используя плановые цены для подсчета доказанных запасов, Компания устраняет воздействие нестабильности, присущей при использовании спотовых цен на конец года. Руководство Компании считает, что предпосылки для долгосрочных плановых цен в большей мере согласуются с долгосрочным характером деятельности по разведке и добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов включают в себя некоторую долю неопределенности. Степень такой неопределенности зависит, в основном, от объема достоверных геологических и технических данных, имеющихся в наличии на момент оценки и обработки этих данных.

Относительная степень неопределенности может быть передана путем разнесения запасов по одной или двум основным категориям, как доказанных, так и недоказанных. Доказанные запасы с большей степенью вероятности перейдут в разряд извлекаемых, чем недоказанные, и в дальнейшем, могут подразделяться на освоенные и неосвоенные запасы в целях обозначения постепенно возрастающей неопределенности в отношении их извлекаемости.

Оценки проверяются и пересматриваются ежегодно. Проверка связана с оценкой или повторной оценкой уже имеющихся геологических, промысловых данных или данных коллекторов, поступлением новых данных или изменением в предпосылках основных цен. Оценка запасов может быть также пересмотрена в связи с проектами повышения добычи, изменениями в уровне добычи или изменениями стратегии освоения. Доказанные освоенные запасы используются для подсчета единичного дебита для износа, истощения и амортизации в отношении добывающих нефтегазовых активов. Компания включила в доказанные запасы только те объемы, которые будут извлекаться в течение первоначального периода по Контракту на недропользование. Это объясняется неопределенностями, связанными с результатами возобновления лицензии ввиду того, что решение по данному вопросу оставляется исключительно на усмотрение Правительства. Увеличение периодов по Контракту на недропользование Компании и соответствующее увеличение включаемых в отчетность запасов, как правило, ведет к снижению затрат на износ, истощение и амортизацию и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение уровня доказанных освоенных запасов ведет к увеличению расходов на износ, истощение и амортизацию (при условии, что добыча осуществляется на постоянной основе), снижению доходов, а также, возможно, к немедленному списанию балансовой стоимости имущества. Учитывая относительно небольшое число эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые, происходящие от года к году изменения в оценке запасов могут существенно повлиять на прогнозные расходы на износ, истощение и амортизацию.

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

Компания оценивает каждый актив или единицу, генерирующую денежные средства («ЕГДС»), на наличие индикаторов обесценения каждый раз, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая балансовая стоимость актива может оказаться не возмещаемой. При наличии такого индикатора обесценения проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как наибольшее из справедливой стоимости актива за вычетом затрат на продажу и ценности использования актива. Эти расчеты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (с учетом текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объемы добычи и продажи). В случае, если балансовая стоимость актива или ЕГДС превышает их возмещаемую стоимость, актив или ЕГДС 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 на рыночных условиях в сделке между осведомленными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для данной компании, но не применимыми к компаниям в целом.

В декабре 2019, 2018 и 2017 гг. Компания провела ежегодное тестирование на обесценение своих нефтеперерабатывающих и прочих активов. При анализе индикаторов обесценения Компания учитывала прогноз маржи нефтепереработки, объем производства и другие факторы. Снижение рыночных прогнозов указывало на наличие потенциального обесценения гудвилла и других активов подразделений переработки, реализации нефтепродуктов и других сегментов. В результате анализа обесценения отчисления в резервы под обесценение были признаны в Финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг.

ПНХЗ

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. у Компании имелся существенный гудвилл в отношении приобретения ПНХЗ. При анализе индикаторов обесценения Компания учитывала прогноз объемов переработки давальческого сырья, тарифы на нефтепереработку по договорам переработки давальческого сырья, капитальные затраты и другие факторы.

ПНХЗ рассчитывает возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования за 2019 год – 9,7% (2018 год – 9,7%, 2017 год – 13,25%) была рассчитана по средневзвешенной стоимости капитала до уплаты налогов. При расчете средневзвешенной стоимости капитала учитываются как заемные, так и собственные средства. Стоимость собственных средств рассчитывается на основе ожидаемой доходности от инвестиций. Стоимость заемных средств основана на процентных займах. Соответствующий риск был учтен посредством 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 на 2020-2024 гг., который исходит из текущих оценок руководства в отношении возможных изменений операционных и капитальных расходов. Значительная часть таких денежных потоков на период после 2024 года была спрогнозирована посредством применения темпа инфляции в 2019 году – 5,49% (2018 год – 3,53%, 2017 год – 3,89%), за вычетом капитальных расходов, основанных на наилучшей возможной оценке руководства на дату оценки.

На основе результатов тестирования на обесценение в 2019 году не было обесценения гудвилла ПНХЗ. См. Примечание 4 к Финансовой отчетности.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазодобывающие активы

По условиям определенных контрактов на недропользование, соответствующего законодательства и нормативно-правовых актов, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Компании 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 контрактов на недропользование не может быть продлен по усмотрению Компании, допускается, что расчетным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого периода контракта на недропользование. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отраженное обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объем обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов на недропользование и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракты, ни законодательство, ни нормативно-правовые акты не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце периода контракта на недропользование. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределенностью 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.

Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчетную 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 отдаленному будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределенности, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счет влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Компания 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 компаний, на 31 декабря 2019 года были в интервале от 2,01% до 5,49% и от 4,43% до 8,95% соответственно (по сравнению с интервалом от 2,02% до 5,96% и от 5,5% до 10,00% на 31 декабря 2018 года). На 31 декабря 2019 года балансовая стоимость обязательства Группы по выбытию активов в связи с выводом из эксплуатации нефтегазовых активов составляла 54 165 млн тенге (по сравнению с 36,288 млн тенге на 31 декабря 2018 года). Более подробная информация об изменениях в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыта в Примечании 26 к Финансовой отчетности.

Магистральные нефтепроводы и газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, два дочерних предприятия Группы - КТО и ИЦА - 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 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 100,2 млрд тенге (на 31 декабря 2018 года – 79,9 млрд тенге).

Экологическая реабилитация

Руководство Компании 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 Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Компания 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. Для получения подробной информации о дальнейших неопределенностях, связанных с обязательствами по восстановлению окружающей среды см. также Примечание 26 к Финансовой отчетности.

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений 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 Компании рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Компания 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 Компании на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. См. Примечания 26 и 34 к Финансовой отчетности.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2018 года. Отложенный налог исчисляется применительно как к корпоративному подоходному налогу, так и к налогу на сверхприбыль. Отложенные корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль считаются на основе временных разниц по активам и

обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2019 года.

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут 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. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2019 года составляла 73,7 млрд тенге (на 31 декабря 2018 года – 97,9 млрд тенге).

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. См. Примечание 32 к Финансовой отчетности.

Срок полезной службы основных средств

Компания 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, приобретенных при объединении бизнеса

Компания должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретенные 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.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Краткое описание

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации. Компания является одной из крупнейших компаний в Казахстане по объему добычи сырой нефти и конденсата по состоянию на 30 июня 2020 года. Также по состоянию на 30 июня 2020 года Компания управляет крупнейшими в Казахстане трубопроводными сетями для транспортировки сырой нефти и газа по протяженности и пропускной способности. Кроме того, Компания осуществляет эксплуатацию каждого из трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана, а также крупного нефтеперерабатывающего завода в Румынии.

Выручка Компании распределяется между (i) разведкой и добычей («апстрим»), (ii) транспортировкой сырой нефти и транспортировкой и продажей газа («мидстрим») и (iii) переработкой, маркетингом и сбытом («даунстрим»), причем за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, 18,5% доходов приходится на разведку и добычу нефти и газа, 7,6% выручки на транспортировку нефти, 22,4% выручки на транспортировку и продажу газа и 70,1% выручки – на переработку и продажу сырой нефти и нефтепродуктов. В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, группа достигла самых высоких исторических уровней добычи и переработки.

Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 1 158,5 млрд тенге по сравнению с 693,5 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года (т.е. увеличилась на 465,0 млрд тенге или на 67,1% с 2018 по 2019 гг.) и 525,4 млрд тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (т.е. увеличилась на 168,1 млрд тенге, или на 32,0% с 2017 по 2018 гг.). Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, составила 21 млрд тенге, т.е. значительно снизилась по сравнению с 622 млрд тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2019 года. Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2020 года, и годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., составила 0,9%, 16,9%, 9,9% и 11,0% соответственно от выручки Компании за эти годы.

По состоянию на 30 июня 2020 года совокупные активы Компании составляли 14 069 млрд тенге по сравнению с совокупными активами в размере 14 082 млрд тенге, 14 015 млрд тенге и 13 550 млрд тенге по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. соответственно.

Разведка и добыча

Портфель компании в части разведки и добычи включает в себя три крупнейших месторождения, эксплуатируемых совместными предприятиями, а также приблизительно 122 дополнительных месторождений, эксплуатируемых Компанией в рамках 23 самостоятельно и совместно осуществляемых проектов, включая 14 сухопутных и 9 морских проектов.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, добыча Компании составила 485 тыс. баррелей в сутки (23,6 млн тонн) сырой нефти и конденсата и 8455 млн куб. м газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, добыча Компании составила 484 тыс. баррелей в сутки (23,6 млн тонн) сырой нефти и конденсата и 8137 млн куб. м газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Исходя из внутренней информации Компании и информации, полученной от Комитета по статистике, добыча сырой нефти и конденсата Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составила 26% от общего объема добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане в 2019 году, а добыча газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составила 15% от общего объема добычи газа в Казахстане в 2019 году.

Компания рассчитывает свои резервы с использованием казахстанской методологии, которая существенно отличается от признанных на международном уровне классификаций и методологий,

установленных стандартами PRMS и SEC, в частности в отношении способа и степени учета коммерческих факторов при расчете резервов. Согласно казахстанской методологии, по состоянию на 31 декабря 2019 года запасы сырой нефти Компании A+B+C1 составляли 639,7 млн тонн, газового конденсата Компании A+B+C1 – 40,9 млн тонн, газа Компании A+B+C1 – 409,7 млрд куб. м В 2019 году коэффициент замещения запасов сырой нефти A+B+C1 Компании (рассчитанный путем сравнения чистого прироста новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах с годовой добычей сырой нефти в тоннах) составил 162 процента по сравнению с 38 процентами в 2018 году. См. разделы «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане – Классификация запасов*» и «*Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Определенная информация по запасам*».

Компания связывает рост своих запасов с успешным осуществлением проектов по разведке на суше и в казахстанском секторе Каспийского моря, а также с дальнейшей разведкой на лицензионных участках, принадлежащих ее дочерним предприятиям.

Кроме того, Компания полагает, что она может обеспечить устойчивый рост своих запасов посредством (помимо прочих способов) осуществления своих прав как бенефициара предоставляемых Государством приоритетных прав на приобретение долей в контрактах на недропользование и в компаниях, являющихся сторонами предлагаемых к продаже контрактов на недропользование. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Новый режим регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах – Приоритетное право государства и стратегические участки недр*».

Транспортировка и продажа газа

Сегмент транспортировки Компании состоит из крупнейшего в Казахстане трубопровода для транспортировки сырой нефти и газа. По состоянию на 31 декабря 2019 года общая протяженность сетей нефтепроводов, которыми владеет и управляет Компания, составила 9 096 км, а общая протяженность сетей газопроводов, которыми владеет и управляет Компания, - 17 851 км (в основном через ее дочернее предприятие КТО, которое транспортирует нефть, и ее дочернее предприятие КТГ, которое транспортирует газ, соответственно). Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2019 года Компания имела долю еще в 1510 км сети нефтепроводов и 1295 км сети газопроводов в рамках своей сети совместных предприятий (в первую очередь через свое совместное предприятие КТК, которое транспортирует сырую нефть). По своим трубопроводным сетям Группа транспортировала 78,1 млн тонн сырой нефти и 103 494 млн куб. м газа за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Сегмент транспортировки Компании также занимается продажей газа, в основном через КТГ, которая осуществляет предоставленное Правительством преимущественное право на покупку сырого и/или товарного газа у недропользователей/поставщиков. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания реализовала 22,8 млрд куб. м товарного газа.

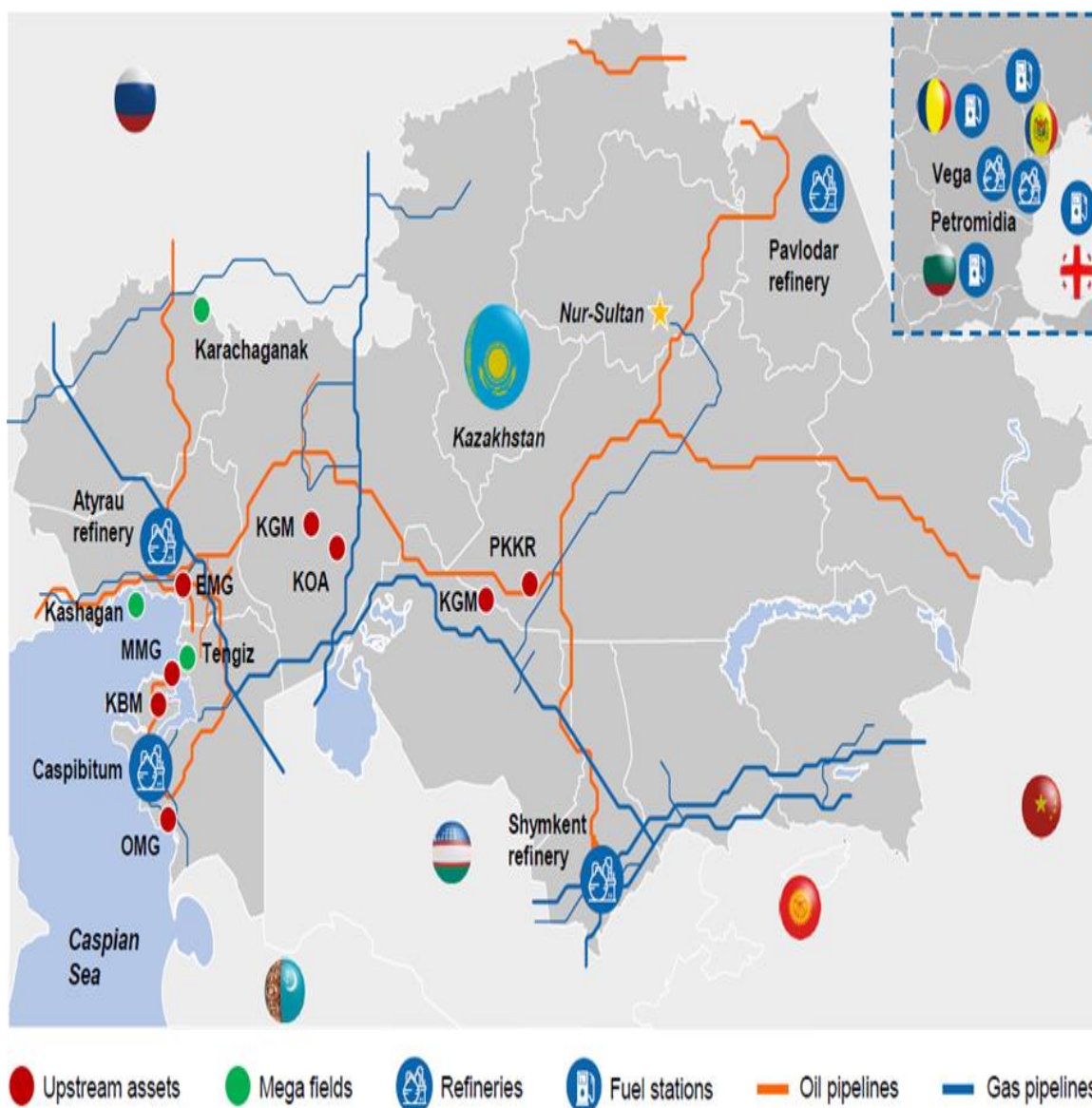
Переработка, маркетинг и сбыт

Сегмент переработки, маркетинга и сбыта Компании включает контролируемую или значительную долю во всех крупных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана. Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ в Северо-Восточном Казахстане и владеет 49,72% долей в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане, а также 50 процентов в CaspiBitum. Кроме того, Компания имеет в своем распоряжении интегрированную европейскую платформу, включающую нефтеперерабатывающий, маркетинговый и торговый бизнес, через свою 54,63% долю в Rompetrol Rafipare, которая владеет и управляет нефтеперерабатывающим заводом Petromidia в Румынии и нефтеперерабатывающим заводом Vega в Румынии, а также имеет розничную сеть из 834 АЗС в Румынии, Грузии, Молдове и Болгарии. Группа осуществила программу модернизации НПЗ с 2017 по 2018 гг., включая проекты на Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и ПНХЗ.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Компания произвела в Казахстане в общей сложности 12,5 млн тонн нефтепродуктов (нетто для Компании, включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях),

по сравнению с 12,2 млн тонн в 2018 году и 11,3 млн тонн в 2017 году (в каждом случае – нетто для Компании, включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). В Румынии Компания произвела 6,6, 6,2 и 5,9 млн тонн нефтепродуктов в 2019, 2018 и 2017 гг. соответственно.

На нижеследующей карте показаны основные разведочные, добывающие, транспортные (для сырой нефти), транспортные и торговые (для газа), перерабатывающие и торговые активы Группы на 30 июня 2020 года:



Корпоративная информация

Официальное и коммерческое название Компании - АО «НК «КазМунайГаз» (или Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»). Компания учреждена в форме акционерного общества закрытого типа в соответствии с законодательством Республики Казахстан 27 февраля 2002 года и является правопреемником ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» («Казахойл») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» (№415-III от 13 мая 2003 года) в действующей редакции («Закон об АО»); свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО, выданное Департаментом юстиции г. Нур-Султан 16 марта 2004 года. Бизнес-идентификационный номер (БИН) Компании: 020240000555. Юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Кунаева, 8; телефон: +7 7172 78 63 43.

Корпоративная структура

Группа состоит из 185 юридических лиц, включая Компанию. Ниже приведена организационная структура основных участников Группы:

Апстрим	Мидстрим	Даунстрим
Крупнейшие месторождения: <ul style="list-style-type: none"> • ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО») – 20% • Karachaganak Petroleum Operating B.V. («КРО») – 10% • KMG Kashagan B.V. – 50%⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> • АО «КазТрансОйл» – 90% • ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод» («ККТ») – 50% • ТОО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайГас» – 51% • ОАО «Батумский нефтяной терминал» – 100% • Каспийский трубопроводный консорциум – 20,75%⁽²⁾ • ТОО НМСК «Казмортрансфлот» – 100% • АО «КазТрансГаз» – 100% • АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА») – 100% • ТОО «Азиатский газопровод» («АГП») – 50% • АО «КазТрансГаз Аймак» – 100% • Газопровод Бейнеу-Шымкент («ГБШ») – 50% • КазРосГаз – 50% 	<ul style="list-style-type: none"> • ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» – 100% • ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» – 99,53% • ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (Шымкентский НПЗ) – 49,72% • KMG International – 100% • НПЗ «Петромидия» – 54,63% • НПЗ «Вега» – 54,63%
Эксплуатируемые месторождения: <ul style="list-style-type: none"> • АО «Озенмунайгаз» («ОМГ») – 100% • АО «Мангистаумунайгаз» («ММГ») – 50% • АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ») – 100% • ТОО «СП «Казгермунай» («КГМ») – 50% • Petrokazakhstan Inc. – 33,0% • АО «Каражанбасмунай» – 50% • ТОО «Казахойл Актобе» – 50% • ТОО «Казахтуркмунай» – 100% • ТОО МНК «КазМунайТениз» – 100% 		

(1) KMG Kashagan B.V. принадлежит 16,88% КСКП, разрабатывающего месторождение Кашаган. В октябре 2015 года Компания продала 50% принадлежащих ей акций KMG Kashagan B.V. (составляющие 8,44%-ную долю в КСКП) «Самрук-Казына» с опционом на выкуп всех или части таких акций в любое время с 2020 по 2022 гг.

(2) 19% через саму Компанию и 1,75% через Казахстан Пайплайн Венчурс (КПВ)

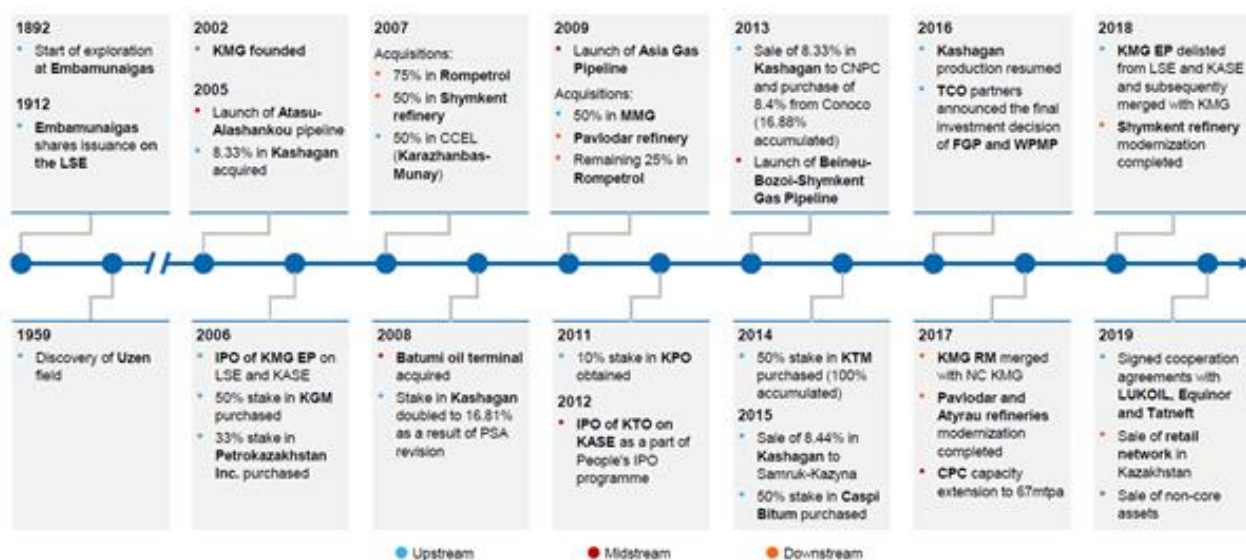
Бизнес модель

Активы Компании охватывают всю цепочку создания добавленной стоимости углеводородов, включая разведку, добычу, транспортировку, переработку, маркетинг и сбыт.

Добыча сырой нефти Группой привела к экспорту 70% ее собственной сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. После добычи 100% сырой нефти Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, транспортировала и хранила Группа. Часть сырой нефти транспортируется третьим лицам в Казахстане, Китае и других странах, а другая часть сырой нефти транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы, при этом за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 30% собственной нефти Группы было направлено на нефтеперерабатывающие заводы. Переработанная нефть затем продается третьим лицам на оптовой основе.

При добыче нефти Группой также образуются побочные газопродукты, которые могут быть использованы для добычи газа. Добыча газа Группой привела к экспорту 60% ее собственного газа за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Группа также транспортирует газ третьим лицам и хранит газ в интересах третьих лиц.

История



Основные преимущества

По мнению Компании, она имеет следующие основные преимущества:

Сильная поддержка Компании со стороны Правительства.

Как компания, которая на 90,42% принадлежит «Самрук-Казына» и на 9,58% принадлежит НБРК, а обе компании, в свою очередь, являются государственными, Компания пользуется сильной поддержкой со стороны «Самрук-Казына» и НБРК.

Помимо прочего, правительство исторически оказывало помощь компании путем предоставления существенных акций и долгового финансирования, и стратегической поддержки, и играет важную роль в оказании помощи Компании в расширении своей деятельности, запасов, уровня производства и транспортировки и сетей для переработки. Компания также вносит значительный вклад в бюджет Правительства, внося 780,4 млрд тенге налогов за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Компания также является крупным работодателем в Казахстане и, по состоянию на 31 декабря 2019 года, в ней работает около 70 398 человек (включая работников компаний, в которых ей принадлежит 50% или более значительная доля).

В соответствии с законодательством Казахстана государство имеет приоритетное право приобретения в отношении любой передачи прав недропользования, и любая передача в интересах юридического лица, прямо или косвенно контролирует другое юридическое лицо с правом недропользования, если основная деятельность контролирующей организации связана с недропользованием в Казахстане. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Приоритетное право государства*». Государство назначило Компанию бенефициаром для такого приоритетного права. Компания использовала это приоритетное право на приобретение доли в ММГ, РКІ, Казгермунай и ССЕЛ. Руководство Компании считает, что данное приоритетное право позволит Компании со временем и далее увеличивать доходы в сфере добычи нефти и газа в Казахстане и в разведочной промышленности. Кроме того, КТГ был назначен «национальным оператором» для транспортировки газа, что дает КТГ преимущественное право (от имени государства) покупать весь попутный газ, добываемый в Казахстане, который перепродается на внутреннем рынке.

Компания является вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией.

Компания вертикально интегрируется параллельно цепи энергетической ценности и ведет поиск, разведку и разработку, подготовку, переработку, транспортировку и торговую деятельность, главным образом в Казахстане. Разведка и разработка месторождений и мероприятия по транспортировке проводятся на берегу и в открытом море (в Каспийском море). Хотя Компания рассматривает различные возможности отчуждения активов и постоянно оценивает возможности стратегической реорганизации, цепочка создания стоимости Компании в настоящее время

выигрывает от вертикальной интеграции и контроля над инфраструктурой транспортировки, переработки, маркетинга и сбыта, поддерживающей доходы и финансовые результаты за счет цикла создания цены на нефть, и позволяет максимизировать нарастающую маржу, получаемую Компанией. См. также раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания провела и рассматривает возможность дальнейших внутренних реорганизаций*». Это отражается в устойчивых финансовых показателях Компании и ее значительном росте в последние годы, несмотря на волатильность цен на нефть. EBITDA Компании стабильно увеличивалась – от 3 369 млн долларов США в 2017 году до 4 947 млн долларов США в 2018 году и до 5 126 млн долларов США в 2019 году. В течение того же периода цена нефти марки Brent оставалась волатильной – в 2017 году средняя годовая цена составляла 54,2 доллара США за баррель, в 2018 – 71,2 доллара США за баррель, а в 2019 – 64,3 доллара США за баррель. EBITDA Компании уменьшилась с приблизительно 2,90 млрд долларов США за шесть месяцев, закончившихся 2019 года, до приблизительно 1,35 млрд долларов США за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года.

Компания является крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане.

Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане (на основе информации, полученной от Комитета по статистике и собственной статистики Компании и включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Ее рыночная доля в Казахстане составляла 26% и 14% по объему добычи нефти и газового конденсата и газа, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Согласно международным стандартам PRMS, по данным за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания имела 4,2 млрд баррелей доказанных и вероятных запасов нефти и газового конденсата, а ее добыча составила 483 000 баррелей нефтяного эквивалента в день, а также по данным за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, компания имела 253 млрд куб. м запасов газа, а ее добыча составила 8,4 млрд куб. м газа.

В сегменте «апстрим» Компания имеет обширные и разнообразные интересы во всех крупных действующих и новых проектах в стране, как сухопутных, так и морских, включая крупнейшие проекты – Тенгизское месторождение (через своего партнера по совместному предприятию ТШО), Карачаганакское месторождение (через свою косвенную долю в КРО) и Кашаганское месторождение (косвенно через совместное предприятие), а также в компаниях по разведки и добыче, таких как ММГ, РКІ, Казгермунай и ССЕЛ, которые также являются крупными производителями нефти.

Компания является оператором обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.

В сегменте «мидстрим» Компания контролирует инфраструктуру национального магистрального трубопровода, охватывающего все экспортные направления и обеспечивающего ключевую транзитную инфраструктуру для Центрально-Азиатского региона. Из-за своего стратегического расположения и запасов углеводородов Казахстан является ключевым координационным центром по транспортировке нефти и газа из Центральной Азии в Европу и Китай. Дочерние предприятия Компании, КТО и КТГ, прямо или косвенно, являются операторами первичной углеводородной транспортной сети в Казахстане, и, следовательно, основные трубопроводы для транспортировки нефти и газа в пределах Казахстана и по территории Казахстана в другие страны. По данным за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, сегмент «мидстрим» Компании включал 9 096 км и 14 031 км нефтепроводов и газопроводов, соответственно, восемь нефтяных танкеров и газохранилища объемом 4,6 млрд куб. м. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания осуществила транспортировку 78,1 млн тонн нефти и 103,5 млрд куб. м газа, что составляет 57% объемов транспортировки жидких углеводородов и 79% объемов транспортировки газа за этот год.

Компания считает, что ее деятельность по хранению и транспортировке, которая подлежит меньшей энергозависимости по добыче нефти и газа, обеспечат Компанию стабильными денежными потоками и поддержкой общей рентабельности Компании. Кроме того, в соответствии с Законом о газе, КТГ был назначен «национальным оператором» для транспортировки газа, что дает КТГ преимущественное право (от имени государства) на приобретение всего добытого попутного газа в Казахстане, который перепродается на внутреннем рынке. Компания ожидает, что статус КТГ в

качестве национального оператора, увеличит выручку Компании от продаж газа конечным потребителям и уменьшит свою зависимость от тарифов на транспортировку газа.

Компания владеет значительными долями участия и контролем над операционной деятельностью всех трех главных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане.

Компания также является доминирующим участником рынка в секторе «даунстрим» в Казахстане. По данным за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, ее рыночная доля по объему нефтепереработки в стране составляла 81%. Она осуществляет эксплуатацию четырех НПЗ в Казахстане, в отношении которых была реализована масштабная программа модернизации и которые прежде всего поставляют высококачественное топливо на внутренний рынок. В частности, Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ в Северо-Восточном Казахстане, и владеет 49,7%-ной долей участия в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане. В Центральной и Восточной Европе Компания по состоянию на 31 декабря 2019 года осуществляет эксплуатацию двух НПЗ в Румынии, в том числе «Петромидия», крупнейшего НПЗ страны, а также сети из 1 208 АЗ и точек продаж в Румынии, Болгарии, Грузии и Молдове. Компания считает, что ее деятельность по переработке составляет значительную часть ее деятельности, и Компания продолжает прилагать свои усилия по модернизации НПЗ с целью повышения эффективности и рентабельности своей деятельности по переработке, маркетингу и продаже.

Компания стремится к устойчивому развитию.

Являясь одной из крупнейших компаний в Казахстане, Компания осознает важность своего влияния на экономику, окружающую среду и общество. Основные инициативы и Компании и ее членства в различных организациях включают Инициативу Всемирного банка «Полное прекращение регулярного факельного сжигания ПНГ к 2030 году», Инициативу по достижению 17 целей в области устойчивого развития ООН, Рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний в Казахстане, Климатическую программу CDP и Глобальные инициативы по метану. В ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение, в котором излагаются международно-правовые принципы глобальных усилий по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и постепенному отказу от сжигания ископаемого топлива. В декабре 2018 года Компания учредила новый Комитет по ОТ, ПБ, ООС и устойчивому развитию, который помогает контролировать реализацию инициатив в области устойчивого развития. В рамках своей неизменной приверженности цели улучшения ключевых показателей деятельности в области охраны труда, производственной безопасности и охраны окружающей среды Компания снизила уровень травматизма и несчастных случаев со смертельным исходом на 48% и 72% за период с года, закончившегося 31 декабря 2016 года, по год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Стремясь сократить выбросы, Компания снизила уровень выбросов углекислого газа на 16% в сегменте «апстрим» за период с года, закончившегося 31 декабря 2016 года, по год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Кроме того, Компания снизила выбросы оксидов серы, оксидов азота и интенсивность факельного сжигания попутного нефтяного газа на 54%, 13% и 75%, соответственно, за период с года, закончившегося 31 декабря 2016 года, по год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Компания также уделяет особое внимание социальной ответственности, и в году, закончившемся 31 декабря 2019 года, Компания выделила 22,7 млрд тенге на развитие инфраструктуры в Туркестане для строительства стадиона на 7000 мест, зала собраний и амфитеатра на 1000 мест.

В Компании работает опытная команда менеджеров, действующая в рамках прозрачной структуры корпоративного управления.

Компания сформировала высококвалифицированную и опытную команду менеджеров, обладающих проверенным отраслевым опытом и обширным послужным списком в области обеспечения устойчивого роста, несмотря на сложные условия и волатильность цен на нефть. Команда менеджеров Компании состоит из руководителей со средним опытом работы более 20 лет. КМГ внедрила четкую политику корпоративного управления, о чем свидетельствует состав Совета директоров. В состав Совета директоров входят независимый председатель, два дополнительных высококвалифицированных независимых директора, имеющих опыт работы с крупными проектами в Казахстане, и пять комитетов Совета (по аудиту, финансам, назначениям и вознаграждениям,

стратегии и управлению портфелем и ОТ, ПБ, ООС и устойчивому развитию). Все комитеты Совета директоров возглавляют независимые директора, и большинство во всех комитетах также принадлежит независимым директорам. Члены Совета директоров обладают обширным международным опытом работы в нефтегазовой отрасли. В течение 2019 года и в текущем 2020 году Компания реализовывала ряд рекомендаций, полученных в результате независимой проверки, выполненной независимым консультантом в 2018 году. Эти рекомендации привели к разработке подробного плана действий Компании на 2019-2020 гг. по совершенствованию корпоративного управления в Компании, который был утвержден Советом директоров. Данный план включает 500 пунктов, охватывающих различные аспекты корпоративного управления, такие как деятельность совета директоров и исполнительного органа, управление рисками, внутренний контроль и аудит, устойчивость, права акционеров и прозрачность.

Стратегия

В 2018 году в связи с изменением рыночных условий Компания приняла новую стратегию развития до 2028 года («**Стратегия развития**»). В соответствии с этой стратегией Компания стремится стать высокоэффективной, вертикально интегрированной компанией и национальным лидером в нефтегазовой сфере и соответствовать высочайшим стандартам безопасности и корпоративного управления, сосредоточившись на следующих четырех стратегических целях:

Создание стоимости для акционеров за счет повышения производственной эффективности и инвестиций в рост

Компания рассчитывает в первую очередь сосредоточиться на своей основной деятельности, органическом росте и улучшении операций во всех ключевых сегментах.

Компания планирует увеличить добычу нефти и поддерживать добычу на существующих активах, продолжая внедрять передовые технологии и реализовывать проекты цифровизации на своих месторождениях.

Компания также намеревается расширить свою нефтегазовую ресурсную базу для увеличения международных и внутренних поставок углеводородов и нефтепродуктов. Компания стремится оптимизировать использование своих сетей нефте- и газопроводов, чтобы эффективно использовать свой потенциал в области транспортировки нефти и газа и развивать свой экспортный и транзитный бизнес.

Модернизация сети транспортировки нефти и новые магистральные газопроводы предоставили Компании необходимые транспортные мощности для удовлетворения потребностей, связанных с растущей внутренней добычей и международным транзитом.

Компания завершила модернизацию своих НПЗ в Казахстане для увеличения объемов переработки и выхода светлых нефтепродуктов. В результате Компания достигла важной стратегической цели для Казахстана, полностью удовлетворив внутренний спрос на нефтепродукты. Компания тщательно отбирает и приоритизирует инвестиционные проекты, рассматривая для инвестиций только высокодоходные проекты.

Цифровизация и оптимизация процессов

Компания стремится к созданию прозрачной цепочки создания стоимости во всех дочерних и совместных предприятиях, в том числе путем автоматизации сквозных ИТ-решений и согласования процессов.

Компания находится в процессе тестирования и интеграции цифровых технологий в рамках поэтапного подхода с учетом существующих уровней зрелости и цифровой грамотности, а также наличия систем автоматизации на объектах. Эти цели достигаются с помощью инициатив и проектов, которые в настоящее время реализуются в рамках Программы цифровой трансформации, таких как «Умное месторождение», «Создание цифрового генерального плана и 3D-модели для нефтеперерабатывающих заводов Казахстана», «Внедрение системы управления данными», Внедрение системы информационной безопасности как части Киберщита», «Управление поездкой»

(GPS-мониторинг транспортных средств) и т.д.

Разработка стратегии цифровизации Компании началась в начале 2020 года, и в настоящее время Компания работает над концепцией своего дальнейшего цифрового развития, уделяя особое внимание как подходу к выбору цифровых решений, так и построению новой цифровой корпоративной культуры путем изменения мышления и поведения работников на всех уровнях от руководства в головном офисе до персонала дочерних предприятий.

Внедрение передовых практик в области устойчивого развития и корпоративного управления

Компания стремится привести свою деятельность в соответствие с принципами устойчивого развития, а также с экономическими, экологическими и социальными целями. В 2020 году Компания намерена получить экологический, социальный и корпоративный рейтинг («ESG») от авторитетного международного рейтингового агентства. Компания стремится быть в топ-25 лучших компаний по всем параметрам ESG и интегрировала цели ESG в рамках стратегических и среднесрочных ключевых показателей эффективности для руководителей. Компания также продолжит выпуск регулярных отчетов об устойчивом развитии.

Как крупный национальный работодатель, Компания осознает и выполняет свои важные социальные обязательства, руководствуясь принципами партнерства со своими работниками и профсоюзами.

Компания стремится к развитию бизнеса за счет большей прозрачности операций и соблюдения высоких стандартов корпоративного управления. В 2018 году Компания утвердила новый кодекс деловой этики, в котором излагаются корпоративные ценности и определяются ключевые принципы и правила делового поведения, а также требования корпоративной этики, обязательные для всех работников. Компания намерена продолжить мониторинг эволюции мировых стандартов для дальнейшего совершенствования своей системы корпоративного управления с учетом интересов всех акционеров.

Поддержание финансовой устойчивости компании

Компания придерживается разумной политики распределения капитала и уделяет особое внимание максимизации финансовой стабильности в течение всего цикла. Компания ранее успешно выходила на рынки заемного капитала посредством выпуска Облигаций в рамках Программы в 2008 году (на сумму 3,0 млрд долларов США), 2009 году (на сумму 1,5 млрд долларов США), 2010 году (на сумму 1,5 млрд долларов США), 2014 году (на сумму 1,5 млрд долларов США), 2017 году (на сумму 2,75 млрд долларов США) и 2018 году (на сумму 3,25 млрд долларов США), а также на рынки акционерного капитала посредством IPO РД КМГ в 2006 году и народного IPO КТО в 2012 году. Компания достигла положительного свободного денежного потока в 2019 году (без учета погашения задолженности). Компания стремится придерживаться консервативной финансовой политики, поддерживая сбалансированный долговой профиль и обеспечивая сильную позицию ликвидности, и досрочно завершила платежи по сделке по предварительной продаже нефти ТШО в 2019 году. См. «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения – ТШО - Сделка по предварительной продаже нефти ТШО». В настоящее время Компания стремится к сокращению доли заемных средств, ограничению роста задолженности и избирательному подходу к потенциальным проектам, которые могут потребовать принятия дополнительной задолженности. Компания постоянно оценивает возможности стратегического приобретения и может рассматривать возможности приобретения, которые включают активы с задолженностью или продажу определенных предприятий, продолжая при этом придерживаться своей стратегии поддержания финансовой стабильности.

Кроме того, Стратегия развития была расширена в части увеличения запасов газа и обеспечения эффективного использования газа на внутреннем рынке. Эти изменения были напрямую связаны с ожидаемым увеличением потребления природного газа в Казахстане и намерением Компании использовать экспортный и транзитный потенциал природного газа.

Компания также стремится реализовать проекты трансформации, направленные на стимулирование рационализации и упрощения процессов Компании и структуры Группы. Например, недавно

Группа упростила свою структуру, чтобы интегрировать и сократить уровни управления.

План развития Компании на 2018-2022 гг. предусматривает, среди прочего: (i) продажу 51% акций KMG International, который, как ожидается, будет завершен к концу 2025 года (как предусмотрено Комплексным планом приватизации на 2016 год, в соответствии с которым планируется осуществить продажу); (ii) исполнение опциона на обратный выкуп акций KMG Kashagan BV, проданных «Самрук-Казына», и привлечение финансирования для целей такого обратного выкупа акций (см. «*Факторы риска - Факторы риска, связанные с деятельностью Компании - Группа периодически привлекается к участию в процессуальных действиях*») и (iii) получение дивидендов от ТШО.

Антикризисные меры на 2020-2021 гг.

В 2020 году нефтегазовые компании, включая Компанию, были вынуждены пересмотреть свои стратегии и бизнес-планы в свете падающих цен на нефть и газ и ухудшения экономических условий во всем мире, вызванных пандемией Covid-19 и другими факторами. Компания приступила к разработке стратегии антикризисного управления («**Антикризисные меры**») на 2020-2021 гг. для быстрого ранжирования и начала реализации стратегических инициатив.

Целью Антикризисных мер является адаптация Компании к низким ценам на нефть с акцентом на двух стратегических целях:

1. обеспечение стабильности текущих операций, в том числе акцент на поддержании положительного денежного потока; и
2. экономия и накопление ресурсов для посткризисного развития.

Основными показателями, на которые Компания обращает внимание в связи с Антикризисными мерами, являются операционный денежный поток Компании, соотношение собственных и заемных средств, норма прибыли на задействованный капитал, количество уровней управления и оптимизация затрат в головном офисе Компании.

Компания будет опираться на Антикризисные меры при принятии решений до 2021 года, а в дальнейшем сосредоточится на новых направлениях развития.

Запасы

Компания готовит информацию о запасах по казахстанской методологии и PRMS. Компания впервые публично сообщила о запасах в соответствии с PRMS в своем годовом отчете за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Казахстанская методология

Согласно казахстанской методологии, по состоянию на 31 декабря 2019 года запасы сырой нефти Компании категории A+B+C1 составляли 639,7 млн тонн, запасы газового конденсата категории A+B+C1 составляли 40,9 млн тонн, а запасы газа категории A+B+C1 - 409,7 млрд куб. м. Запасы оцениваются только на годовой основе, и, соответственно, информация о запасах недоступна на какую-либо дату после 31 декабря 2019 года.

См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Компании могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методологии*», «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане – Классификация запасов*» и «*Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Представление определенной информации, касающейся дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний*».

PRMS

В соответствии с международными стандартами PRMS на 31 декабря 2019 года Компания имела:

- *Доказанные запасы* в размере 3 860 млн баррелей нефтяного эквивалента, включая 2 825 млн баррелей (371 млн тонн) сырой нефти и конденсата (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и 5 204 млн куб. футов (147 млрд куб. м) газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях).
- *Доказанные плюс вероятные запасы* в размере 5 220 млн баррелей нефтяного эквивалента, что составляет примерно 76% или 3 993 млн баррелей (523 млн тонн) сырой нефти и конденсата (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и приблизительно 24% или 6 228 млн куб. футов (176 млрд куб. м) газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях).
- *Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы* в размере 6 089 млн баррелей нефтяного эквивалента, включая 4 686 млн баррелей (616 млн тонн) сырой нефти и конденсата (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и 7 070 млн куб. футов (200 млрд куб. м) газа (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях).

Примерно 59% доказанных и вероятных запасов Компании приходится на ее крупнейшие месторождения: Тенгизское месторождение (1 546,9 млн баррелей нефтяного эквивалента), месторождение Кашаган (1 122,7 млн баррелей нефтяного эквивалента) и месторождение Карачаганак (394,8 млн баррелей нефтяного эквивалента), каждое из которых было разработано совместно с ведущими мировыми партнерами. Примерно 13% доказанных и вероятных запасов Компании приходится на ОМГ, примерно 6% на ММГ и примерно 6% на ЭМГ. Обеспеченность запасами нефти и конденсата оценивается примерно в 23 года, исходя из добычи за 2019 год и доказанных и вероятных запасов за 2019 год.

В следующей таблице приведены доказанные плюс вероятные запасы Компании по PRMS, относимые на Компанию по состоянию на 31 декабря 2019 года:

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г.									
Компания и месторождение	Структура а собственн ости	% доля ⁽¹⁾	консолидир ована (г/нет)	Нефть	% от	Газовый	% от	Газ	% от
				(млн тонн)	общего	конденсат	общего	(млн куб.м)	общего
Итого для ТНПО	СП	20,00	Y	136,014	26,0	—	—	49 640	28,15
Тенгизское месторождение.....	—	—	—	122,416	23,4	—	—	44 676	25,33
Прочие месторождения.....	—	—	—	13,598	2,6	—	—	4 964	2,81
Итого для КСКП	СП	8,44 ⁽²⁾	Y	121,943	23,31	—	—	26 505	15,03
Кашаганское месторождение....	—	—	—	121,943	23,31	—	—	26 505	15,03
Итого для КРО	СП	10,00	Y	23,354	4,46	—	—	35 164	19,94
Карачаганакское месторождение	—	—	—	23,354	4,46	—	—	35 164	19,94
Итого для ММГ	СП	50,00	Y	44,78	8,56	—	—	1 238	0,7
Месторождение Каламкас.....	—	—	—	28,658	5,48	—	—	182	0,1
Месторождение Жетыбай.....	—	—	—	12,53	2,39	—	—	880	0,5
Прочие месторождения.....	—	—	—	3,592	0,69	—	—	176	0,1
Итого для месторождений ЭМГ ..	дочернее	100,00	Y	40,635	7,77	—	—	1 744	0,99
Итого для месторождения Узень ..	дочернее	100,00	Y	93,597	17,89	—	—	1 664	0,09
Итого для Казгермунай	СП	50,00	Y	13,928	2,66	—	—	1 964	1,11
Месторождение Акшабулак.....	—	—	—	13,415	2,56	—	—	1 621	0,92
Прочие месторождения.....	—	—	—	0,513	0,1	—	—	343	0,19
Итого для ССЕЛ	СП	50,00	Y	18,522	3,54	—	—	—	—
Месторождение Каражанбас....	—	—	—	18,522	3,54	—	—	—	—
Итого для РКК	ассоциро ванная	33,00	Y	5,716	1,09	—	—	—	—
ПККР.....	—	—	—	2,472	0,47	—	—	—	—
Прочие месторождения.....	—	—	—	3,244	0,62	—	—	—	—
Итого для Казахойл Актобе	JVСП	50,00	Y	4,846	0,93	—	—	2 163	1,23
Месторождение Алибекмола....	—	—	—	1,110	0,21	—	—	436	0,25
Прочие месторождения.....	—	—	—	3,736	0,71	—	—	1 727	0,98
Итого для прочих месторождений	нет	нет	нет	19,857	3,8	0,551	100	57 780	32,76
Итого для консолидированных компания	нет	нет	нет	523,192	100	0,511	100	176 362	100

Примечания:

(1) На 31 декабря 2019 года.

(2) Представляет только 8,44% долю в КСКП, принадлежащую Компании. Компания не получает экономическую выгоду от 8,44% доли, которую она содержит в доверительном управлении в интересах «Самрук-Казына».

См. описание различий между PRMS и казахстанской методологией в разделе «Представление финансовой информации, информации о запасах и некоторой другой информации – Определенная

информация о запасах».

Разведка и добыча

Обзор

Компания является крупной нефтегазодобывающей компанией в Казахстане. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания добывала 485 тыс. баррелей в сутки (23,6 млн тонн) сырой нефти и конденсата (включая пропорциональную долю добычи совместных предприятий и ассоциированных компаний), что составляет 26% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане в 2019 году. Основными дочерними предприятиями Компании и компаниями, в которых она имеет долю, в сфере добычи нефти и конденсата являются ТШО, КСКП и КРО, на долю которых приходится, соответственно, 26,8%, 5,2% и 4,5% от общей добычи сырой нефти и конденсата за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Кроме того, за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания добыла 8,5 млрд куб. м газа (включая пропорциональную долю добычи совместных предприятий и ассоциированных компаний), что составляет 15% от общей добычи газа в Казахстане в 2019 году. Основными дочерними предприятиями Компании и компаниями, в которых она имеет долю, в сфере добычи газа являются ТШО и КРО, на долю которых приходится, соответственно, 38,5% (или 3,3 млрд куб. м) и 22,0% (или 1,9 млрд куб. м) от добычи газа Компанией в 2019 году.

Некоторые операции Компании по разведке и добыче классифицируются как «активы по добыче и освоению», а другие как «проекты по разведке». Активы по добыче и освоению представлены дочерними и совместными предприятиями, имеющими месторождения, на которых в данный момент ведется добыча или освоение в соответствии с проектом, утвержденным Министерством энергетики. Проекты по разведке представлены дочерними предприятиями и совместными предприятиями, добыча на месторождениях, которых на данный момент не утверждена Министерством энергетики и которые находятся на стадии разведки. Обычно, по завершении программы разведки, если Министерство энергетики утверждает проект освоения, проект переходит на стадию освоения и включается в категорию активов по добыче и освоению.

Активы по добыче и освоению

В таблице ниже приведены объемы добычи, относимые на счет Компании, поступившие от ее консолидированных дочерних предприятий и неконсолидированных совместных предприятий и ассоциированных компаний за указанные периоды:

	% Структура собственности ⁽¹⁾	Шесть месяцев, закончившихся 30 июня		Год, закончившийся 31 декабря									
		2020 г.		2019 г.		2018 г.		2017 г.					
		Нефть	Природный и попутный газ	Нефть	Природный и попутный газ	Нефть	Природный и попутный газ	Нефть	Природный и попутный газ	Нефть	Природный и попутный газ		
		(тыс. тонн)	(Тыс. бар.)	(тыс. куб. м)	(тыс. тонн)	(тыс. бар.)	(тыс. куб. м)	(тыс. тонн)	(тыс. бар.)	(тыс. куб. м)	(тыс. тонн)	(тыс. бар.)	(тыс. куб. м)
Операционные активы													
АО «ОзенМунайГаз» + ТОО «КазГПЗ» (конденсат)	100% / 100%	2 746,2	19 854,9	391,2	5 586,0	40 387,0	708,7	5 487,6	41 705,8	629,8	5 488,3	41 710,7	618,3
АО «ЭмбаМунайГаз»	100%	1 352,9	9 835,3	117,5	2 899,7	21 080,8	260,2	2 894,5	21 998,2	221,0	2 840,0	21 584,1	198,1
АО «Каражанбасмунай»	50%	506,4	3 382,7	13,6	1 082,0	7 227,9	27,0	1 081,0	8 215,6	22,4	1 070,6	8 136,2	18,0
ТОО «СП «Казгермунай»	50%	417,2	3 080,4	102,8	1 113,6	8 222,8	224,5	1 354,0	10 290,4	262,4	1 400,0	10 640,0	280,0
АО «Петроказхастан Инк.»	33%	342,8	2 655,7	74,9	843,7	6 535,2	180,5	998,0	7 584,8	195,4	1 076,7	8 183,2	218,0
ТОО «Амангелды Газ» (конденсат)	100%	8,4	63,8	172,0	16,9	128,5	350,5	19,0	144,4	349,0	20,6	156,9	343,7
АО «Мангистаумунайгаз»	50%	1 526,4	11 035,9	173,1	3 204,4	23 167,5	393,9	3 187,0	24 221,2	393,0	3 177,9	24 152,4	377,7
ТОО «Казахойл Актөбе»	50%	147,7	1 108,0	178,7	320,1	2 400,9	348,3	296,0	2 249,6	249,0	351,1	2 668,5	301,1
ТОО «Казхатуркумай»	100%	208,9	1 505,6	76,2	409,3	2 949,6	143,2	376,0	2 857,6	161,0	386,9	2 940,4	175,1
Итого операционных активов		7 256,9	52 522,4	1 300,0	15 475,7	112 100,3	2 636,8	15 693,1	119 267,6	2 483,0	15 812,2	120 172,5	2 530,1
Неоперационные активы													
ТОО «Тенгизшевройл»	20%	2 852,3	22 761,4	1 571,1	5 958,2	47 546,7	3 256,5	5 724,0	43 502,4	3 125,0	5 739,3	43 618,9	3 171,9
Karachaganak Petroleum Operating BV	10% ⁽²⁾	562,3	4 420,0	1 044,0		7 975,3	1 861,5	1 095,0	8 322,0	1 891,3	1 124,7	8 547,7	1 892,4
North Caspial Operating Company BV	8,44% ⁽³⁾	673,1	5 335,7	406,3	1 169,4	9 270,1	706,9	1 094,0	8 314,4	637,0	686,0	5 213,3	397,3
Итого неоперационных активов		4 087,7	32 517,1	3 021,4	8 142,3	64 792,2	5 824,8	7 913,0	60 138,8	5 653,3	7 550,0	57 379,9	5 461,6
ИТОГО (включая операционную долю)		11 344,6	85 039,5	4 321,4	23 618,0	176 892,5	8 461,6	23 606,1	179 406,4	8 136,3	23 362,2	177 552,4	7 991,0

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2019 года.
 (2) Признавая, что КРО является консорциумом, работающим по договору о совместных операциях, Компания также учитывает свои интересы в КРО по методу пропорционального сведения.
 (3) Представляет собственную 8,44%-ную долю участия Компании в КСКП и 8,44%-ную долю участия, которой она владеет на праве доверительного управления от имени «Самрук-казына».

В следующей таблице приведена определенная информация о деятельности по добыче и разработке Компании и ее дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний на их соответствующих значительных месторождениях по состоянию на 30 июня 2020 года:

Компания и месторождение	%	Тип собственности	Год начала добычи	Истечение срока действия договора	Продуктивные скважины	Нагнетательные скважины
	Структура собственности					
ТШО:	20,00	СП	—	—	—	—
Тенгизское месторождение	—	—	1993	2033	157	8
КСКП:	8,44 ⁽²⁾	СП	—	—	—	—
Кашаганское месторождение	—	—	2001	2041	34	6
КРО: ⁽¹⁾	10,00	СП	—	—	—	—
Карачаганакское месторождение	—	—	1984	2037	156	18
Месторождения ММГ:	50	СП	—	—	3 444	1 323
Месторождение Каламкас	—	—	1979	2028	2 124	731
Месторождение Жетыбай	—	—	1967	2028	1 037	494
Прочие месторождения	—	—	1969-1992	2022-2028	283	98
Месторождения ЭМГ:	100	дочернее	1935-2019	2030-2048	2 234	422
Месторождение Узень:	100	дочернее	1965	2036	3 961	1 229
Месторождения Казгермунай:	50,00	СП	1996	2024	205	38
Месторождение Акшабулак	—	—	—	—	145	28
Прочие месторождения	—	—	—	—	60	10
Месторождения ССЕЛ:	50]	СП	1997	2035	—	—
Месторождение Каражанбас	—	—	1980	2035	2 815	771
Месторождения РКІ:	33,00	ассоциированная	—	—	—	—
ПККР	—	—	1984-2000	2021-2042	455	238
Месторождения Казахойл Актобе:	50,00	СП	—	—	117	36
Месторождение Алибекмола	—	—	2001	2023	51	23
Прочие месторождения	—	нет	2003	2020-2030	136	46
Итого	—	—	—	—	15 788	4 538

Примечания:

- (1) Поскольку КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.
 (2) Представляет только собственную 8,44%-ную долю участия Компании в КСКП.

В следующей таблице приведена определенная информация о новых скважинах, пробуренных Компанией и ее дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями на их соответствующих значительных месторождениях по состоянию на указанные даты и за указанные периоды:

	Новые пробуренные скважины					
	Продуктивные скважины	Прочие скважины	Продуктивные скважины	Прочие скважины	Продуктивные скважины	Прочие скважины
	За год, закончившийся 31 декабря					
	2019 г.	2019 г.	2018 г.	2018 г.	2017 г.	2017 г.
ТШО:						
Тенгизское месторождение	32	5	26	0	12	0
КСКП:						
Кашаганское месторождение	0	0	0	0	0	0
КРО: ⁽¹⁾						
Карачаганакское месторождение	10 ⁽²⁾	1 ⁽³⁾	5	0	6	0
Месторождения ММГ:	170	26	160	38	158	39
Месторождение Каламкас	79	4	66	17	72	5
Месторождение Жетыбай	73	13	80	19	76	29
Месторождения ЭМГ:	47	0	47	0	44	0
Месторождение Узень:	151	65	142	38	104	46
Месторождения Казгермунай:						
Месторождение Акшабулак	10	4	17	0	16	1
Месторождения ССЕЛ:						
Месторождение Каражанбас	113	10	110	13	91	17
Месторождения РКІ:						
ПККР	23	12	28	9	20	8
Месторождения Казахойл Актобе:						
Месторождение Алибекмола	0	0	0	0	0	0

	Новые пробуренные скважины					
	Продуктивные скважины	Прочие скважины	Продуктивные скважины	Прочие скважины	Продуктивные скважины	Прочие скважины
	За год, закончившийся 31 декабря					
	2019 г.	2019 г.	2018 г.	2018 г.	2017 г.	2017 г.
Прочие месторождения	0	0	0	0	0	0
Итого	556	123	535	98	451	111

Примечание:

- (1) Поскольку КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.
- (2) Включает одну нагнетательную скважину
- (2) Включает существующие запасные скважины, не включает пермские скважины

Крупнейшие месторождения

ТШО

ТШО владеет единственным крупнейшим продуктивным месторождением в Казахстане и является самым значительным совместным предприятием Компании по добыче нефти и основной причиной роста общей добычи Компании в 2019, 2018 и 2017 гг. ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по оцененным запасам и является самым глубоким продуктивным нефтяным месторождением в мире. ТШО также является оператором соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права на разработку месторождений в пределах участка, прилегающего к Каспийскому морю, по индивидуальным договорам (вместо Контракта на недропользование), срок действия которых может быть продлен ТШО до 2033 года.

Тенгизское месторождение

На 30 июня 2020 года оценочные запасы Тенгизского месторождения составляли 198,95 млн тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 100,43 млн куб. м газа категорий А+В+С1, относимых на счет Компании, что составляет 23,4% и 25,3% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании соответственно.

Месторождение Тенгиз, расположенное в Атырауской области на южной стороне прикаспийского бассейна площадью 500 000 км² (северо-восточное побережье Каспийского моря), было обнаружено в 1979 году, добыча начата в 1991 году. Площадь Тенгизского бассейна составляет более 110 км² в верхней и 400 км² в нижней части, максимальная толщина с верхней до нижней точки бассейна составляет примерно 1,5 км. Верхняя часть бассейна залегает на глубине 3850 м ниже уровня моря. Самое глубокое известное залегание нефти на глубине 5429 м ниже уровня моря. Он является частью большого кольцеобразного комплекса диаметром 50 км, включающего карбонатные структуры Королевское, Каратон, Тажигали и Пустынь.

Сырая нефть сорта Ural, добываемая на Тенгизском месторождении, обычно имеет максимальную плотность 810 кг/м³, содержание серы от 0,4% до 1,9% и среднюю обводненность 0,03%.

На начало 2020 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 156 продуктивных скважин и 8 нагнетательных скважин, включая 32 новых скважины, пробуренных в 2019 году. В 2019 году на Тенгизском месторождении было добыто 6,0 млн тонн, в 2018 году - 5,7 млн тонн и в 2017 году - 5,7 млн тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составило 25,4%, 24,1% и 24,4% от общего объема добычи сырой нефти Компании за эти годы, соответственно. В 2019 году средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила 130 тыс. баррелей нефти в сутки, относимой на счет Компании (по сравнению со средней производительностью 125 тыс. баррелей нефти в сутки в 2018 году).

В 2019 году на Тенгизском месторождении было добыто 3 258 млн куб. м газа, относимого на счет Компании, в 2018 году – 3 125 млн куб. м газа и в 2017 году – 3 172 млн куб. м газа, что составило 38,5%, 38,4% и 39,7% от общих объемов добычи газа Компании за эти годы, соответственно. В 2019 году на Тенгизском месторождении добывалось 58,9 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки (по сравнению с 56,5 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки в 2018 году).

Вследствие высокой сернистости тенгизской нефти в 2019 году ТШО продала 2,6 млн тонн серы, в 2018 году - 2,5 млн тонн серы и в 2017 году - 2,5 млн тонн серы. ТШО произвела 2,6 млн тонн серы в 2019 году, 2,6 млн тонн серы в 2018 году и 2,6 млн тонн серы в 2017 году.

Операторские соглашения

ТШО является совместным предприятием между Компанией (20%), Chevron Overseas Company (50%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. (25%) и LukArco (5%). ТШО была зарегистрирована в соответствии с законом РК от 6 апреля 1993 года на срок 40 лет, который может быть продлен взаимным соглашением всех сторон. Деятельность ТШО управляется рядом договоров, включая договор образования и проектные договоры, стороной в которых выступает Компания. См. раздел «Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами - Взаимоотношения между Компанией и ТШО», в котором приведен анализ соглашений касательно деятельности и внутреннего управления ТШО.

Проекты расширения

ТШО продолжает осуществление своего проекта будущего роста («ПБР») на Тенгизском месторождении для дальнейшего увеличения своей добычи нефти и производительности установки с использованием технологий существующей установки второго поколения и проекта нагнетания сырого газа, завершено в 2008 году. Кроме ПБР, ТШО реализует проект управления устьевым давлением («ПУУД»). ПБР и ПУУД выполняются как единый проект для реализации совместной деятельности в разработке и выполнении. Два проекта имеют разделение объема в отношении средств обеспечения энергией, выработки и распространения энергии, инфраструктуры и нефтесборной системы.

В ноябре 2013 года Правительство и ТШО заключили меморандум о взаимопонимании с целью продвижения инвестиций, образования, обучения и трудоустройства в Казахстане через реализацию проектов ПБР и ПУУД. Проекты уже создали приблизительно 45 000 рабочих мест в Казахстане, а после сдачи их в эксплуатацию ожидается создание еще 1 000 постоянных рабочих мест.

На дату настоящего Проспекта ТШО завершило реализацию первого из трех этапов ПБР, работы по которому начались в 2012 году. ПБР включает постройку нагнетательных и извлекающих линий и связанной инфраструктуры, большой технологической линии для переработки сырой нефти и попутного сернистого нефтяного газа ввиду высокого содержания серы в сырой нефти, так же как и реализация программы бурения скважин, которая будет идти до 2022 года. ТШО ожидает завершения второй и третьей фаз ПБР для дальнейшего увеличения производительности нефтяного промысла и нефтехимического завода, позволяя ТШО увеличить мощность добычи сырой нефти до 12 млн тонн в год до 2025 года. Ожидается, что работа над двумя проектами будет завершена к 2023 году.

ТШО также внедряет проект ПУУД как неотъемлемую часть ПБУ. ПУУД предполагает снижение давления устьевого оборудования на производстве ТШО с приблизительно 90 бар до 30 бар путем установки устройства увеличения напора и реконструкции нефтесборной системы.

Хотя изначально стоимость проектов ПБР и ПУУД оценивалась в 36,8 млрд долларов США, ТШО столкнулся с перерасходом средств и объявил в 2019 году, что их стоимость составит до 46,5 млрд долларов США. В феврале 2020 года партнеры по совместному предприятию одобрили расходы в размере 45,2 млрд долларов США. ТШО планирует оплатить полную стоимость проекта за счет собственных денежных потоков и, при необходимости, за счет внешнего финансирования без права регресса. В условиях низких цен на нефть суммы, необходимые для финансирования ПБР и ПУУД, могут ограничивать суммы, доступные для распределения в качестве дивидендов Компании, поскольку Компания и ТШО договорились, что уровень дивидендов, выплачиваемых ТШО Компании, будет зависеть от цены на сырую нефть за соответствующий год. ТШО не выплачивал дивиденды в 2019 году (тогда как в 2018 году ТШО выплатил дивиденды в размере 64,7 млрд тенге).

Сделка по предварительной продаже нефти ТШО

В марте 2016 года KMG Finance, в качестве продавца, и Компания, в качестве гаранта, заключили сделку («Сделка по предварительной продаже нефти ТШО») в отношении предварительной

продажи Компанией сырой нефти и СНГ на сумму до 3 млрд долларов США специальному юридическому лицу CA-VIT B.V. («CA-VIT»).

Основные обязательства сторон в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО руководствуются (i) экспортным контрактом между KMG Finance, в качестве продавца, и CA-VIT на приобретение 30,2 млн тонн сырой нефти (из которой 20,8 млн тонн сырой нефти приходится на ТШО, а остальная нефть приходится на ММГ и КБМ), и одной тонны СНГ, соразмерно на ежемесячной основе в течение 48 месяцев начиная с 1 мая 2016 года, с соблюдением стандартных ограничений размеров отгрузки; (ii) дополнительным соглашением о предоплате к экспортному договору между CA-VIT и KMG Finance, в качестве продавца, в которых указываются условия, на которых CA-VIT делает предоплату KMG Finance в отношении определенных будущих поставок сырой нефти и СНГ и на которых KMG Finance поставляет CA-VIT сырую нефть и СНГ; и (iii) договором гарантии между Компанией, в качестве гаранта, и CA-VIT, в качестве бенефициара, в соответствии с которым Компания согласилась гарантировать выполнение обязательств KMG Finance по экспортному договору, дополнительному соглашению о предоплате и некоторым связанным вспомогательным документам.

В декабре 2017 года было заключено еще одно дополнительное дополнение, согласно которому стоимость контракта была увеличена дополнительно на 1 млрд долларов США, а обязательство по осуществлению поставки сырой нефти было продлено на один год с марта месяца 2020 года по март месяц 2021 года.

Ни обязательства KMG Finance, ни обязательства Компании не составляют финансовую задолженность Компании по применимым финансовым ковенантам, содержащимся в ее соглашениях о финансировании. Ожидается, что KMG Finance выполнит свои обязательства в течение договорного периода после подписания коммерческих контрактов в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО, на условиях первоначального льготного периода в 12 месяцев. По дополнительному соглашению о предоплате KMG Finance должна соблюдать коэффициент покрытия, проверенный в течение срока действия сделки и коэффициент покрытия, проверенный для каждого периода поставки, что может потребовать периодического увеличения объема нефти, поставляемой по экспортному договору.

В соответствии со вторым дополнительным соглашением KMG Finance получила дополнительный авансовый платеж в размере 488,5 млн долларов США в счет поставок нефти ТШО с декабря 2018 года. В январе 2018 года KMG Finance получила еще один авансовый платеж в размере 250,0 млн долларов США в соответствии со вторым дополнительным соглашением, а в апреле 2018 года была получена очередная предоплата в размере 250,0 млн долларов США. На 31 декабря 2017 года Компания выплатила 750 млн долларов США, а на 31 декабря 2018 года была выплачена дополнительная сумма в размере 1 000 млн долларов США в качестве согласованной в договоре месячной предоплаты, в результате чего осталось к выплате 2 250 млн долларов США.

В 2019 году, помимо предусмотренной договором ежемесячной предоплаты, KMG Finance выполнила обязательства по предоплате в полном объеме, в добровольном порядке перечислив весь остаток суммы предоплаты в размере 2 250 млн долларов США, полученный по Сделке по предварительной продаже нефти ТШО, вследствие чего обязательства KMG Finance по кредитному договору для целей предоплаты и дополнительному соглашению о предоплате между KMG Finance и CA-VIT прекратили действие.

КСКП

Компания косвенно владеет 8,44% долей в КСКП через KMG Kashagan B.V. Еще одна 8,44% доля приходится на акции KMG Kashagan B.V., которые находятся у Компании в доверительном управлении в интересах «Самрук-Казына».

Месторождение Кашаган

По состоянию на 31 декабря 2019 года запасы сырой нефти месторождения Кашаган категорий А+В+С1, относимые на счет Компании на консолидированной основе, составляли 119 578 млн тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 – 19 871 млн куб. м, что составляло 19,5% и 10% запасов сырой

нефти и газа Компании категорий А+В+С1, соответственно.

В 2001 году на месторождении Кашаган, в северной части Каспийского моря, в 80 км к юго-востоку от города Атырау, были обнаружены промышленные запасы нефти. Месторождение Кашаган занимает площадь 820 км². Сырая нефть, добываемая на месторождении Кашаган, обычно имеет максимальную плотность 798 кг / м³, содержание серы от 0,68% до 0,9% и среднюю обводненность менее 1%. Освоение Кашаганского месторождения сопряжено с решением ряда сложных технических и экологических задач. В этом регионе Казахстана суровый климат с холодной зимой, жарким летом и резкими перепадами температуры. Зимы холодные - температура может упасть до -40°C, а летом температура поднимается до +40°C. См. раздел *«Факторы риска - Факторы риска, связанные с деятельностью Компании - Добыча и другая деятельность Компании может быть сокращена из-за неблагоприятных погодных явлений»*. Уровень моря на месторождении Кашаган всего 3-4 м и морская вода замерзает на четыре - пять месяцев в году, с ноября по март, средняя толщина льда составляет около 0,6-0,7 м. Сочетание льда, мелководья и колебаний уровня моря значительно осложняет логистику. Сложные природные и геологические условия и дальнейшие доработки морской инфраструктуры проекта Кашаганского месторождения также усложняют проект.

На месторождении Кашаган в 2019 году было добыто 1169 тыс. тонн нефти и газового конденсата, приходящихся на долю Компании, по сравнению с 1094 и 686,0 тыс. тонн нефти и газового конденсата в 2018 и 2017 гг., соответственно, что составляет 4,9%, 4,6% и 2,9%, соответственно, от добычи сырой нефти Компанией за эти годы. На месторождении Кашаган в 2019 году было добыто 700,0 млн куб. м газа, приходящегося на долю Компании, и 649,6 и 405,0 млн куб. м газа, приходящегося на долю Компании, в 2018 и 2017 гг., соответственно, что составляет 8,3%, 8,0% и 5,0%, соответственно, от добычи газа Компанией за эти годы.

Операторские соглашения

Участниками КСКП являются KMG Kashagan B.V. (Компания владеет 8,44% долей участия на праве собственности и еще 8,44% - по договору доверительного управления в интересах «Самрук-Казына») (16,9%), ENI S.p.A. (Agip Caspian Sea B.V.) (16,8%), Exxon Mobil Kazakhstan Inc. (16,8%) и Shell Kazakhstan Development B.V. (16,8%), Total E&P Kazakhstan (16,81%), CNPC Kazakhstan B.V. (8,33%) и Inpex North Caspian Sea, Ltd (7,56%). КСКП является оператором Кашаганского месторождения на основании СРП в действующей редакции и соглашения о совместной деятельности и соглашения акционеров в действующей редакции от 13 июня 2015 года (первоначально заключено 6 июля 1998 года).

В декабре 1993 года казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для разведки нефти международными компаниями. Семь международных нефтяных компаний и государственная компания АО «Казакстанкаспийшельф» были выбраны Правительством для формирования КСКП, целью которого является разработка крупных морских нефтегазовых месторождений, включая Кашаган, в северной части казахстанского сектора Каспийского моря. 18 ноября 1997 года участники КСКП на тот момент (консорциум состоял из 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) подписали Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию на срок 40 лет с момента открытия промышленных запасов (20 лет с двумя продлениями на 10 лет для открытия промышленных запасов), и 6 июля 1998 года участники КСКП подписали Соглашение о совместной деятельности и соглашение акционеров («СРП СК»). С того времени в СРП СК несколько раз вносились поправки, отражающие, помимо прочего, изменения долей собственности участников КСКП. Компания стала участником КСКП в мае 2005 года в результате приобретения 8,33% доли участия у существующих участников, которая в последующем была передана ее 100%-ному дочернему предприятию KMG Kashagan B.V.

Экспериментальная фаза проекта включала сооружение пяти искусственных островов в Каспийском море и 40 шахт, включая 34 продуктивных и 6 нагнетательных скважин. Стороны СРП СК оценили нефтеотдачу месторождения Кашаган в 9 млрд баррелей сырой нефти. На дату настоящего Базового проспекта ведутся работы по техническому изучению и оценке в отношении

второго этапа освоения, в результате которого, как ожидается, добыча значительно увеличится.

В соответствии с условиями СРП СК KMG Kashagan B.V. должна заплатить отсроченное вознаграждение за свою долю участия в КСКП тремя равными ежегодными платежами после начала промышленной добычи. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта два таких платежа были произведены из средств, полученных в рамках Сделки по предварительной продаже нефти Кашагана (согласно описанию ниже). В октябре 2016 года KMG Kashagan B.V. заключила с Компанией договор займа на сумму 873 млн долларов США для финансирования оплаты третьей части отсроченного вознаграждения, при этом срок действия данного соглашения истек в октябре 2018 года, а средства по нему не были выбраны. В сентябре 2018 года KMG Kashagan B.V. и Компания подписали договор, по которому KMG Kashagan B.V. может получить заем на сумму 854 млн долларов США от Компании для финансирования оплаты третьей части отсроченного вознаграждения. Однако по состоянию на дату настоящего Базового проспекта средства по данному договору еще не были выбраны.

Передача доли участия в пользу «Самрук-Казына»

16 октября 2015 года Соöperatieve KazMunaiGaz U.A., являвшаяся единственным акционером KMG Kashagan B.V., продала 50% своих акций «Самрук-Казына» за 4,7 млрд долларов США с правом выкупа всех или части акций в период с 1 января 2018 года по 31 декабря 2020 года. В январе 2018 года период реализации права выкупа был перенесен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. 16 октября 2015 года «Самрук-Казына» передала приобретенные акции в доверительное управление Соöperatieve KazMunaiGaz U.A., являющейся дочерним предприятием Компании, и Компания продолжает контролировать деятельность KMG Kashagan B.V. В результате продажи Компания деконсолидировала приблизительно 2,2 млрд долларов США задолженности в отношении КСКП, что, в свою очередь, улучшило в целом финансовый портфель Компании, сократило расходы на обслуживание текущего долга Компании и тем самым улучшило общую ликвидность и позволило Группе продолжить финансирование текущей программы капитальных затрат.

В январе 2018 года Окружной суд Амстердама своим решением оставил без изменений прежнее заочное решение об аресте, выданное Анатолю Стати, Габриэлю Стати, Ascorm Group S.A. и Terra Raf Trans Trading Ltd в отношении 50% акций компании KMG Kashagan B.V., принадлежащих Республике Казахстан через «Самрук-Казына». 7 мая 2019 года Апелляционный суд Амстердама оставил в силе это решение. Хотя арест не относится к 50% акций, косвенно принадлежащих Компании в KMG Kashagan B.V., если арест останется в силе или если на арестованное имущество будет обращено взыскание, Соöperatieve KazMunaiGaz U.A. не сможет воспользоваться своим опционом на выкуп 50% акций в KMG Kashagan B.V., находящихся во владении «Самрук-Казына». См. раздел *«Факторы риска - Факторы риска, связанные с Деятельностью Компании - Компания периодически привлекается к участию в процессуальных действиях»*.

Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана

В ноябре 2016 года KMG Kashagan B.V. в качестве продавца заключила сделку с Heston B.V. в качестве покупателя и Vitol S.A. в качестве реализатора, в отношении предварительной продажи KMG Kashagan B.V. сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган (**«Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана»**). Первоначальная сумма предварительной продажи составляла 1,0 млрд долларов США.

В августе 2017 года KMG Kashagan B.V. заключила с Vitol S.A. дополнительные соглашения о дополнительных предоплатах на общую сумму 1,0 млрд долларов США (600 млн долларов США с обязательством в отношении последующей выплаты и 400 млн долларов США без обязательства в отношении последующей выплаты). В результате указанных дополнительных соглашений в августе 2017 года KMG Kashagan B.V. получила дополнительный авансовый платеж в размере 600 млн долларов США. Гарантом по сделке выступает Компания.

KMG Kashagan B.V. не запрашивала дополнительную сумму в 400 млн долларов США в рамках увеличения в августе 2017 года. В июле 2018 года стороны внесли изменения в дополнительное соглашение о предоплате, чтобы предусмотреть дополнительные суммы предоплаты путем отмены

и замены предыдущей суммы 400 млн долларов США без обязательства новой суммой в размере 600 млн долларов США с обязательством, которая была получена 7 августа 2018 года. В экспортный контракт были внесены изменения, чтобы отразить рост поставок нефти. По состоянию на 30 июня 2020 года общая сумма предоплаты составляет 2,2 млрд долларов США, при этом непогашенная сумма составляет 1,1 млрд долларов США.

Ни обязательства KMG Kashagan B.V., ни обязательства Компании не составляют финансовую задолженность по применимым финансовым ковенантам, содержащимся в договорах Компании по финансированию. Условия документации по Сделке по предварительной продаже нефти Кашагана запрещают KMG Kashagan B.V. заключать межфирменные договоры займа в качестве кредитора на сумму основного долга, превышающую 50 млн долларов США, и создавать обеспечение в отношении каких-либо своих активов (в том числе любой сырой нефти с месторождения Кашаган) без согласия Heston B.V.

Проект разработки

Поэтапным планом разработки месторождения Кашаган предусмотрено бурение 240 скважин и строительство промышленных установок на искусственных островах в Каспийском море, на которые будет поступать продукция с других сателлитных искусственных островов. Природный газ, добываемый на месторождении Кашаган, предполагается использовать, главным образом, для обратной закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

В результате ряда задержек начало промышленной добычи было перенесено с 2008 года на 2013 год, что привело к значительному увеличению капитальных затрат. Затем в сентябре и октябре 2013 года в одной из секций трубопровода были обнаружены утечки сернистого газа, что привело к приостановлению добычи на время реализации программ по диагностике нефтепроводов и газопроводов, и в настоящее время диагностические обследования и испытания продолжаются. В 2015 году на нефтепроводе и газопроводе проводились работы по замене, в то время как на добывающих объектах осуществлялись техническое обслуживание, консервация и модернизация. Промышленная добыча на месторождении Кашаган была начата в ноябре 2016 года. На дату настоящего Базового проспекта все объекты, запланированные в рамках экспериментального этапа, находятся в эксплуатации, и объемы добычи достигли 400 тыс. баррелей нефти в сутки (по сравнению с плановым объемом 370 тыс. баррелей нефти в сутки).

КРО

КРО является консорциумом по соглашению о совместной деятельности между Royal Dutch Shell (после приобретения BG Group в феврале 2016 года) (29,25%), Eni (29,25%), Chevron (18,0%), ПАО «ЛУКОЙЛ» (13,5%) и Компанией (10%). Компания владеет долей в КРО через свое 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак». КРО разрабатывает месторождение Карачаганак, которое является одним из крупнейших в мире месторождений газового конденсата и крупнейшим продуктивным газовым месторождением в Казахстане.

Месторождение Карачаганак

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы сырой нефти категории A+B+C1 месторождения Карачаганак составляли 75,1 млн тонн, расчетные запасы газового конденсата категории A+B+C1 – 248,8 млн тонн, а запасы растворенного и свободного газа категории A+B+C1 – 837 млрд куб. м

Месторождение Карачаганак - крупное месторождение газонефтеконденсата, расположенное в Северо-Западном Казахстане на участке приблизительно в 280 км². Месторождение было открыто в 1979 году. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Карачаганак, имеет максимальную плотность 888 кг/м³, содержание серы от 0 до 2,0%, средняя обводненность составляет до 1,0%.

На 31 декабря 2019 года фонд скважин на месторождении Карачаганак состоял из 156 продуктивных и 18 нагнетательных скважин, включая три новых продуктивных скважины, одну новую нагнетательную скважину и пять запасных скважин, законченных в 2019 году. Доля ТОО «КМГ Карачаганак» в добыче на месторождении Карачаганак в 2019 году составила 1,015 млн тонн жидких углеводородов (стабильная), в 2018 году - 1,095 млн тонн жидких углеводородов и в 2017

году - 1,125 млн тонн жидких углеводородов, что составило 410% добычи жидких углеводородов Компании (стабильная) за указанные годы.

В 2019 году средний годовой расход газа по продуктивным скважинам составил 561 тыс. куб. м в сутки, а расход жидкости по продуктивным скважинам - 340 тонн в сутки. На месторождении Карачаганак в 2019 году было добыто 1861 млн куб. м газа, приходящегося на долю Компании, в 2018 году – 1891 млн куб. м газа, приходящегося на долю Компании, а в 2017 году – 1125 млн куб. м газа, приходящегося на долю Компании, что составляет 10% от добычи газа Компанией за указанные годы.

Операторские соглашения

В ноябре 1997 года члены на тот момент международного консорциума, разрабатывающего месторождение Карачаганак (BG Exploration and Production Limited, Agip Karachaganak B.V., Техасо International Petroleum Company и ОАО «НК «ЛУКОЙЛ») заключили с Правительством окончательное соглашение о разделе продукции («ОСРП») сроком на 40 лет, которое предусматривало инвестиции в размере 16 млрд долларов США для проведения разработки месторождения. Ожидается, что Правительство будет получать 80% от распределяемого дохода от месторождения Карачаганак на протяжении срока действия СРП. По условиям СРП British Gas и Agip являются операторами проекта.

В 2011 году Правительство и международный консорциум договорились о передаче 10%-ной доли в данном проекте в пользу Компании. Согласно данному договору Компания купила 5%-ную долю в КРО за денежное вознаграждение, а оставшиеся 5% были переданы «Самрук-Казына» Компании в качестве вклада после приобретения доли участия «Самрук-Казына» в результате урегулирования арбитражного иска Правительства к участникам консорциума, которое вступило в силу с июня 2012 года.

Сырая нефть, добытая на месторождении Карачаганак, распределяется между членами консорциума (включая Компанию) и реализуется через торговые предприятия, аффилированные с членами консорциума.

Карачаганакская нефть продается по двум направлениям: (1) через транспортную систему КТК в порту Новороссийск (КТК) и (2) через транспортную систему Атырау-Самара (А-С) в порту Усть-Луга.

Что касается системы КТК, КРО продает нефть аффилированным трейдерам «Самрук-Казына», НБРК и Правительства. В декабре 2012 года KMG Trading AG была утверждена в качестве трейдера по приобретению нефти, приходящейся на долю КМГ Карачаганак, по маршруту КТК. 6 428 тыс. тонн нефти было продано KMG Trading AG, при этом с 2012 года по 31 июля 2020 года была получена выручка в размере 3 466 млн долларов США. В соответствии с ОСРП в рамках системы КТК цена на нефть для продажи связанной стороне устанавливается на условиях FOB в порту продажи (Новороссийск). Компания является гарантом и выплачивает любые долги своего аффилированного трейдера в случае неисполнения им своих обязательств и / или неуплаты требуемой суммы при покупке нефти, приходящейся на долю Компании.

Что касается системы А-С, то КРО продает нефть, когда пропускная способность КТК ограничена (например, из-за плановых профилактических работ на КТК или погодных условий). Покупатель и цена определяются посредством тендера. Сырой газ с Карачаганакского месторождения продается Оренбургскому газоперерабатывающему заводу в соответствии с долгосрочным договором купли-продажи газа, заключенным между КРО и ТОО «КазРосГаз» до 27 января 2038 года (далее - «ДКПГ»). Согласно ДКПГ, годовой объем продаж достигает 9 млрд куб. м (+/- 10%). Сырой газ транспортируется на Оренбургский газоперерабатывающий завод по четырем газопроводам транспортной системы Карачаганак - Оренбург. В период с 2012 года по 31 июля 2020 года было продано 7,551 млн куб. м сырого газа и была получена выручка в размере 129 071 тыс. долларов США (относимая на Компанию).

Проект разработки

КРО находится в процессе реализации второго этапа промышленной разработки на месторождении

Карачаганак. После завершения второго этапа разработки КРО планирует начать реализацию проекта по расширению, направленного на поддержание полки добычи жидких углеводородов. Согласно прогнозам, эти меры обеспечат поддержание плато по добыче жидких углеводородов. Ожидается, что проект расширения будет реализован в несколько этапов. Первый этап проекта реализации, который планируется начать в 2023 году, будет включать бурение новых скважин, капитальный ремонт существующих скважин, строительство установки подготовки газа и установку дополнительных компрессоров для увеличения объема обратной закачки газа, а также строительство вспомогательных сооружений.

Компания обязана оплатить 10% расходов на такие разработки (в соответствии с владением 10%-ной долей). Эта доля в 2019 году составила 32,1 млрд тенге и, по оценкам, составит 28,1 млрд тенге в 2020 году, 39,5 млрд тенге в 2021 году, 9,8 млрд тенге в 2022 году, 6,6 млрд тенге в 2023 году и 5,9 млрд тенге в 2024 году; таким образом, вклад Компании за период 2020-2024 гг. предположительно составит 89,9 млрд тенге, несмотря на то, что ожидается, что такие вклады будут покрываться за счет внутренних денежных потоков проектной компании.

Описание	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Итого 2020-2024 гг.
Капитальные затраты, проект по расширению плато	28,1	39,5	9,8	6,6	5,9	89,9
Капитальные затраты, Этап 1 проекта расширения Карачаганак .	7,6	24,2	31,2	18,7	19,1	100,7
Итого капитальных затрат	35,7	63,7	41,0	25,3	25,0	190,6

Значительные продуктивные месторождения

Месторождения ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей MIBV – совместному предприятию КМГ и CNPC Exploration and Development Company Ltd. КМГ приобрел свою косвенную долю в ММГ (через MIBV) 25 ноября 2009 года.

ММГ – одна из крупнейших нефтедобывающих компаний в Казахстане. ММГ владеет правами недропользования в отношении пятнадцати месторождений нефти, газа и конденсата, в том числе месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, и месторождения Жетыбай, второго по величине месторождения ММГ (а также месторождений Южный Жетыбай, Восточный Жетыбай, Ассар, Бурмаша, Оймаша, Алатюбе, Северное Карагие, Бектурлы, Придорожное, Северный Аккар, Атамбай-Сартюбе, Ачиагар и Айрантакыр) на основании контракта на разведку и добычу, заключенного с Компетентным органом в январе 1998 года (в действующей редакции) («Контракт на недропользование ММГ»). Контракт на недропользование ММГ заключен на основе пятнадцати лицензий на недропользование, каждая из которых выдана в отношении каждого из пятнадцати месторождений 8 декабря 1997 года. Такие лицензии на недропользование были выданы на срок 25 лет (т.е. до 8 декабря 2022 года) или на срок 31 год (т.е. до 8 декабря 2028 года). Контракт на недропользование ММГ предусматривает, что он прекращает действие в последний день срока самой долгосрочной лицензии, то есть в декабре 2028 года.

ММГ проводит операции по недропользованию на основании Контракта на недропользование ММГ и программы работ на 2011-2028 гг. (за исключением месторождения Айрантакыр, программа работ на котором утверждена до 2026 года).

Помимо разработки пятнадцати месторождений, ММГ реализует детальную программу дополнительной разведки на своих месторождениях на 2018-2023 гг. В результате завершения такой программы дополнительной разведки ММГ планирует пересчитать запасы для всех месторождений. Ожидаемый прирост запасов нефти на месторождениях ММГ может составить около 11 млн тонн. Реализация такой программы дополнительной разведки и пополнение ресурсной базы также важны для ММГ ввиду высокой обводненности добычи, снижения темпов добычи и высокой степени

истощения запасов нефти на некоторых месторождениях.

Месторождение Каламкас

ММГ управляет месторождением Каламкас через ПУ «Каламкасмунайгаз», одно из своих добывающих подразделений.

По состоянию на 31 декабря 2019 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 24,138 млн тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 24,088 млн куб. м газа категорий А+В+С1, что составляло 3,8% и 2,9% от всех запасов сырой нефти и газа Компании категорий А+В+С1, соответственно.

Месторождение Каламкас, расположенное в северной части полуострова Бузачи Тупкараганского района Мангистауской области, в пределах прикаспийской низменности, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружено в 1976 году, добыча начата в 1979 году. Нефтедобыча на месторождении Каламкас ведется с 11 горизонтов нижнемеловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 900 м. Нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Каламкас, обычно имеет максимальную плотность 904 кг/м³, содержание серы от 1,21% до 1,45% и среднюю обводненность 85%.

По состоянию на 31 декабря 2019 года фонд скважин на месторождении Каламкас состоял из 2 080 продуктивных и 735 нагнетательных скважин, включая 83 новых скважины, пробуренных в 2019 году. В 2019 году на месторождении Каламкас было добыто 3,935 млн тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, по сравнению с 3,975 и 4,047 млн тонн сырой нефти в 2018 и 2017 гг., соответственно, что составляло 61,0%, 62,0% и 64,0%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные годы. В 2019 году суточный дебит продуктивных скважин месторождения Каламкас составил в среднем 10,781 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

В 2019 году на месторождении Каламкас было добыто 119 млн куб. м попутного газа, в 2018 году - 103 млн куб. м газа и в 2017 году - 101 млн куб. м газа, что составляло 30,9%, 27,5% и 28,7%, соответственно, от общих объемов газа, добытых Компанией за указанные годы.

Месторождение Жетыбай

Месторождение Жетыбай - второе по величине месторождение ММГ. По состоянию на 31 декабря 2019 года расчетные запасы сырой нефти категорий А+В+С1 на месторождении Жетыбай, относимые на счет Компании, составляют 129 341 млн тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1 составляют 1 940 млн тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 составляют 16 229 млн куб. м, что представляет 3,7%, 1,4% и 3,0% запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно. Компания управляет месторождением Жетыбай через ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающем к Каспийскому морю, было обнаружено в 1961 году, добыча начата в 1967 году. Нефтедобыча на месторождении Жетыбай ведется с 11 горизонтов среднеюрских отложений, залегающих на глубине менее 2450 м. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Жетыбай, обычно имеет максимальную плотность 870 кг/м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 58%.

По состоянию на 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождения Жетыбай составлял 999 продуктивных скважин и 506 нагнетательных скважин, включая 86 новых скважин, пробуренных в 2019 году. На месторождении Жетыбай было добыто 1,988 млн тонн сырой нефти в 2019 году, 1 873 млн тонн сырой нефти в 2018 году и 1,727 млн тонн сырой нефти в 2017 году, что составляло 31,0%, 29,4% и 27,2%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные годы. В 2019 году на продуктивных скважинах месторождения Жетыбай добывалось в среднем 5 447 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2019 году на месторождении Жетыбай было добыто 226 078 млн куб. м попутного газа, в 2018 году – 224 032 млн куб. м газа и в 2017 году – 202 045 млн куб. м газа, что составляло 58,7%, 59,7%

и 57,2% от общего объема газа, добытого Компанией за соответствующий год.

Месторождения ЭМГ

АО «ЭмбаМунайГаз» («ЭМГ») является 100%-ным дочерним предприятием РД КМГ. Его акции планируется передать Компании в рамках ликвидации РД КМГ.

Месторождения ЭМГ - это 39 нефтяных месторождений, расположенных в районе северного и восточного побережья Каспийского моря в Атырауской области. Из добывающих месторождений ЭМГ, следующие 8 месторождений являются крупнейшими по запасам и объемам добычи: (i) месторождение Кенбай (Восточный Молдабек / Северный Котыртас); (ii) Нуржановское месторождение; (iii) месторождение Камышитовое Юго-Западное; (iv) Ботахан; (v) Восточный Макат; (vi) Забурунье; (vii) Жанаталап; и (viii) месторождение Камышитовое Юго-Восточное.

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 40,635 млн тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 - 1,850 млн тонн, газ категорий А+В+С1 – 1,744 млрд куб. м, что составляло 7,8%, 4,5% и 1,0% от всех запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождениях ЭМГ, обычно имеет максимальную плотность 0,839 кг/м³, содержание серы от 0,16% до 0,24% и среднюю обводненность 81,5%.

В таблице ниже приведена определенная информация в отношении наиболее значительных месторождений ЭМГ:

<u>Месторождение</u>	<u>Год начала добычи</u>	<u>Продуктивная толща пород</u>
Месторождение Кенбай (Молдабек Восточный/Котыртас Северный).	1996	Добыча ведется из 15 горизонтов в меловых, юрских и триасовых толщах, расположенных на глубине менее 1 900 м
Месторождение Нуржанов	1967	Добыча ведется из девяти горизонтов в меловых, юрских и триасовых толщах, расположенных на глубине менее 3 320 м
Месторождение Камышитовое Юго-Западное.....	1972	Добыча ведется из семи горизонтов в меловых, юрских и триасовых толщах, расположенных на глубине менее 850 м
Месторождение Ботахан	1981	Добыча ведется из двух горизонтов в юрской толще, расположенных на глубине менее 1 400 м
Месторождение Макат Восточный .	1993	Добыча ведется из шести горизонтов в меловых, юрских и пермтриасовых толщах, расположенных на глубине менее 1 350 м
Месторождение Забурунье	1989	Добыча ведется из трех горизонтов в меловой толще, расположенных на глубине менее 920 м
Месторождение Жанаталап	1974	Добыча ведется из семи горизонтов в юрских и пермтриасовых толщах, расположенных на глубине менее 1 200 м
Месторождение Камышитовое Юго-Восточное	1987	Добыча ведется из четырех горизонтов в меловых и юрских толщах, расположенных на глубине менее 650 м

На 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2 242 продуктивных скважин и 420 нагнетательных скважин, включая 47 новых скважин, пробуренных в 2019 году. На месторождениях ЭМГ было добыто 2,899 млн тонн, 2,895 млн тонн и 2,840 млн тонн сырой нефти в 2019, 2018 и 2017 гг., что представляет собой 12,3%, 12,3% и 12,2%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компании в указанные годы. В 2019 году продуктивные скважины на месторождениях ЭМГ давали в среднем 7 942 тонн сырой нефти в сутки на скважину.

В 2019 году на месторождениях ЭМГ было добыто 260,17 млн куб. м газа по сравнению с 221,23 млн куб. м газа в 2018 году и 199,75 млн куб. м в 2017 году, что составило 3,1%, 2,7% и 2,5% соответственно, от объема добычи газа Компанией за указанные годы. Газ, добытый на месторождениях ЭМГ, используется исключительно для удовлетворения нужд РД КМГ. Газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35°C вследствие содержания парафина.

Месторождение Узень

АО «Озенмунайгаз» («ОМГ») является 100%-ным дочерним предприятием РД КМГ. Его акции

планируется передать Компании в рамках ликвидации РД КМГ.

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы месторождения Узень составляли 117,567 млн тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 38 378,8 млрд куб. м газа категорий А+В+С1, что составляет 18,4% и 3,6% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

Месторождение Узень, расположенное в Мангистауской области, было обнаружено в 1961 году, добыча на нем начата в 1965 году. Нефтедобыча на Узеньском месторождении осуществляется с 13 горизонтов юрских отложений, расположенных на глубине менее 1 800 м. Сырая нефть сортов Urals и Brent, добываемая на Узеньском месторождении, обычно имеет плотность 0,839 кг/м³, содержание серы от 0,16% до 0,24%, наблюдается значительное содержание парафина, средняя обводненность 81,5%.

По состоянию на 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3 943 добывающих скважин и 1 244 нагнетательной скважины, включая 216 новых скважин, пробуренных в 2019 году. В 2019 году на Узеньском месторождении было добыто 5 579,055 млн тонн сырой нефти, в 2018 году – 5 480,360 млн тонн сырой нефти, в 2017 году – 5 480,105 млн тонн сырой нефти, что составило 23,6%, 23,2% и 23,5% от объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. В 2019 году средняя производительность добывающих скважин Узеньского месторождения составила 15 014 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

В 2019 году объем добычи газа на Узеньском месторождении составил 405 872 млн куб. м газа, что составляет 4,8% от объемов добычи газа Компании, 708 697 млн куб. м из которых было использовано для внутренних нужд месторождения Узень. Данный газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае затвердела бы при температуре ниже -35°С вследствие содержания парафина. Оставшийся газ отправляется на газоперерабатывающую установку РД КМГ в Узене для переработки и последующей продажи. В 2018 году на Узеньском месторождении было добыто 315 818 млн куб. м газа, а в 2017 году – 286,721 млн куб. м газа, что составило 3,9% и 3,6%, соответственно, от общего объема добычи газа Компанией за указанные годы.

Месторождения Казгермунай

Казгермунай - совместное предприятие в форме совместного предприятия между РД КМГ и РКІ, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле участия по состоянию на 31 декабря 2019 года. В июле 2006 года Компания приобрела 50%-ную долю в Казгермунае, а 24 апреля 2007 года продала РД КМГ всю свою долю в Казгермунае. Через свою 33%-ную долю в РКІ (по состоянию на 31 декабря 2019 года) РД КМГ также получает экономические выгоды от принадлежащей РКІ 50%-ной доли участия в Казгермунае, в свою очередь получаемые в основном Компанией через ее долю в РД КМГ. Указанные акции будут переданы Компании в рамках ликвидации РД КМГ. Казгермунай является оператором месторождения Акшабулак на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2024 году.

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли 13,4 млн тонн сырой нефти категорий А+В+С1, 0,27 млн тонн газового конденсата категорий А+В+С1 и 1,62 млрд куб. м газа категорий А+В+С1, что составляло 2,56%, 0,1% и 0,9% запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

Месторождение Акшабулак, расположенное в Кызылординской области, было открыто в 1984 году, а добыча на нем началась в 1989 году. Добыча нефти на месторождении Акшабулак ведется из трех продуктивных горизонтов юрского и мелового образования, расположенных на глубине не более 1 800 м. Сырая нефть марки Urals, добываемая на месторождении Акшабулак, обычно имеет максимальную плотность 900 кг/м³, содержание серы от 0,1% до 0,3%, среднюю обводненность 2,0%.

На 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 133 продуктивных скважин и 27 нагнетательных скважин, включая 14 новых скважин, пробуренных за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. В 2019, 2018 и 2017 гг. на месторождении Акшабулак было

добыто 2,1 млн тонн, 2,5 млн тонн и 2,6 млн тонн сырой нефти, в каждом случае относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляло 4,4%, 5,3% и 4,5%, соответственно, от объема добычи сырой нефти Компанией за указанные годы. В 2019 году на месторождении Акшабулак в сутки добывалось в среднем 5 753 тонны сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ.

В 2019 году на месторождении Акшабулак было добыто 314,7 млн куб. м газа, в 2018 году - 366 млн куб. м газа и в 2017 году – 357,6 млн куб. м газа, относимого на счет Компании через РД КМГ, что составило 1,9%, 2,2% и 2,2%, соответственно, от объема добычи газа Компании за указанные годы.

Месторождения CCEL

CCEL - совместное предприятие между РД КМГ и CITIC Resources Holding Limited, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле по состоянию на 31 декабря 2019 года. РД КМГ приобрело 50%-ную долю участия в CCEL 12 декабря 2007 года. Акции CCEL будут переданы РД КМГ Компании в рамках ликвидации РД КМГ.

CCEL имеет 100,0%-ную долю участия в предприятии, занимающемся разработкой месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. На 31 декабря 2019 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли 18,5 млн тонн сырой нефти категорий A+B+C1, относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляло 3,5% от всех запасов сырой нефти категорий A+B+C1.

Месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области, было обнаружено в 1974 году, добыча начата в 1980 году. Нефтедобыча на месторождении Каражанбас осуществляется с пяти горизонтов юрских и меловых отложений, залегающих на глубине менее 400 м. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Каражанбас, обычно имеет максимальную плотность 900 кг/м³, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 2 837 продуктивных скважин и 745 нагнетательной скважины, включая 123 новых скважины, пробуренных за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. На месторождении Каражанбас было добыто 2 164,1 млн тонн сырой нефти в 2019 году, 2 161,8 млн тонн сырой нефти в 2018 году и 2 141,1 млн тонн сырой нефти в 2017 году. В 2019 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 5 929 тонн сырой нефти в сутки.

В 2019 году на месторождении Каражанбас было добыто 54,01 млн куб. м попутного газа, в 2018 году – 44,85 млн куб. м попутного газа и в 2017 году – 36,04 млн куб. м попутного газа, что составило 0,3%, 0,3% и 0,2% от объемов добычи газа Компанией за указанные годы, соответственно.

Месторождения РКІ

5 июля 2006 года Компания приобрела у CNPC Exploration and Development Company Ltd 33%-ную долю участия в РКІ за 169,4 млрд тенге. В декабре 2009 года Компания продала свою долю в РКІ в пользу РД КМГ (который владеет ею по сей день). Таким образом, РКІ является ассоциированной организацией РД КМГ, и, следовательно, Компания не имеет прямого участия в запасах или добыче РКІ на дату настоящего Базового проспекта, хотя акции РКІ будут переданы РД КМГ Компании в рамках ликвидации РД КМГ. Деятельность РКІ по разведке и разработке осуществляется Казгермунай (в котором РКІ имеет 50%-ую долю) и ПККР, которое является подконтрольным дочерним предприятием РКІ. См. раздел «Казгермунай» для информации о деятельности Казгермунай. ПККР заключило с Министерством энергетики и минеральных ресурсов (теперь Министерство энергетики) два контракта на разведку и пять контрактов на разведку и добычу на семи месторождениях в Южно-Тургайском бассейне (Южный Казахстан) на площади 80 000 км².

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы на месторождениях ПККР составляли 2,47 млн тонн сырой нефти, относимых на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составляло 0,5% от общих запасов сырой нефти Компании категорий A+B+C1.

Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождениях ПККР, обычно имеет максимальную плотность 800 кг/м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 65%. В таблице ниже представлена некоторая информация по пяти продуктивным месторождениям ПККР:

<u>Месторождение</u>	<u>Год начала добычи</u>	<u>Продуктивная толща пород</u>
Южный Кумколь и прилегающие к нему блоки..	1984	Находится в Кызылординской области в нижних меловых и юрских толщах на глубине от 900 до 1 370 м
Месторождение Арысқум.....	1985	Находится в Кызылординской области в нижних меловых и юрских толщах на глубине 1 200 м
Месторождение Юго-Восточный Кумколь	1997	Находится в Кызылординской и Джекказганской областях в нижних меловых и юрских толщах на глубине менее 1 585 м
Месторождение Майбулак.....	1988	Находится в Карагандинской и Кызылординской областях в нижних меловых и юрских толщах на глубине менее 1 160 м
Месторождение Кызыл-Кия	2000	Находится в Кызылординской области в нижних меловых и юрских толщах на глубине менее 1 550 м

На 31 декабря 2019 года фонд скважин на месторождениях ПККР состоял из 441 продуктивной и 244 нагнетательных скважин, включая 35 новых скважин, пробуренных в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года. На месторождениях ПККР в 2019 году было добыто 0,933 млн тонн сырой нефти, в 2018 году – 1,027 млн тонн сырой нефти и в 2017 году – 1,160 млн тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составляет 1,3%, 1,4% и 1,6% от общих объемов добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В 2019 году каждая продуктивная скважина на месторождениях ПККР давала в сутки в среднем 843 тонны сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ.

На месторождениях ПККР в 2019 году было добыто 245,67 млн куб. м газа, в 2018 году – 270,17 млн куб. м газа и в 2017 году – 325,30 млн куб. м газа, относимого на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составило 0,95%, 1,09% и 1,34% от общих объемов добычи газа Компании за указанные годы, соответственно.

Месторождения Казахойл Актобе

Казахойл Актобе - это совместное предприятие (50/50) Компании и Caspian Investments Resources Ltd. Последняя в свою очередь контролируется Sinopec International Petroleum EE&P Hongkong Overseas Limited. Казахойл Актобе является оператором месторождения Алибекмола, крупнейшего из его месторождений, и месторождения Кожасай на основании Контракта на недропользование (от августа 1999 в действующей редакции), срок действия которого истекает в 2023 году.

На 31 декабря 2019 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли 1,11 млн тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 0,436 млн куб. м газа категорий А+В+С1, что составляло 0,2% и 0,25% запасов сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

Месторождение Алибекмола, расположенное в Актюбинской области, было обнаружено в 1987 году, добыча начата в 2001 году. Нефтедобыча на месторождении Алибекмола осуществляется с двух горизонтов каменноугольных отложений, залегающих на глубине менее 3 500 м. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Алибекмола, обычно имеет максимальную плотность 722 кг/м³, содержание серы от 1,2% до 1,4% и среднюю обводненность 6,7%.

По состоянию на 31 декабря 2019 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 63 продуктивных скважин и 21 нагнетательных скважин. В 2019 году новых скважин пробурено не было. На месторождении Алибекмола было добыто 0,129 млн тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2019 году и 0,125 и 0,149 млн тонн в 2018 и 2017 гг., соответственно, что составляет 0,5%, 0,5% и 0,6%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компании за указанные годы. В 2019 году на продуктивных скважинах месторождения Алибекмола добывалось в среднем 706 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2019 году на месторождении Алибекмола было добыто 114,6 млн куб. м газа, относимого на счет Компании, в 2018 году – 101,0 млн куб. м газа и в 2017 году – 122,3 млн куб. м газа, что составило 1,4%, 1,2% и 1,5% соответственно, от общего объема газа, добытого Компанией в указанные годы.

Проекты по разведке

Вследствие разработанности многих месторождений, Компания определила разведку в качестве своей ключевой задачи долгосрочной стратегии обеспечения стабильной добычи. Компания должна

активно использовать возможности разведки для поддержания имеющейся сырьевой базы и обеспечения долгосрочной стратегии увеличения добычи. Компания считает, что сможет обеспечить достаточное количество проектов по разведке за счет осуществления в качестве бенефициара приоритетного права государства на приобретение доли участия в Контрактах на недропользование и в отчуждаемых предприятиях-недропользователях, которые являются стороной Контракта на недропользование. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане - Регулирование прав недропользования в Казахстане - Приоритетное право Государства*». Как развитие предложений Компании в сфере разведки и добычи в Казахстане на национальном уровне, так и укрепление положения Компании в качестве ключевого игрока нефтегазового сектора Казахстана являются ключевыми стратегическими целями для Компании. См. раздел «*Стратегия*».

В таблице ниже приведены данные о значительной деятельности Компании, ее дочерних предприятий, а также ее и их совместных предприятий в области разведки по состоянию на 31 декабря 2019 года:

Область разведки	На 31 декабря 2019 г.					% доля по лицензии или договору	
	Компания-собственник ⁽¹⁾	Общая площадь проекта (км ²)	Срок окончания ⁽²⁾	Количество разведочных скважин	%		
					Единоличная деятельность	Совместная деятельность	
Морские							
Женис.....	КМГ	4 772	2053	1	50	50	
Жамбыл.....	КМГ	1 241	2022	1	100	—	
Исатай.....	КМГ	—	2023	0	—	50,00	
Центральная.....	NGKC	—	2043	0	—	50,00	
Хвалынская.....		3 199	2022	0	—	50,00	
Мертвый Култук (Усторт).....	КМГ			0	—	50,00	
Сухопутные							
Урихтау.....	КМГ	286	2021	2	—	50,00	
Оркен.....	КМГ	18	2021	0	100	—	
Бектурлы Восточный.....	КМГ	5 600	2041	0	—	8,44 ⁽³⁾	
Самтыр.....	КМГ	1 420	2041	0	—	8,44 ⁽³⁾	
Прибрежное.....	КМГ	286	2021	2	—	50,00	

Примечания:

- (1) Включает прямое и косвенное владение.
- (2) В отношении каждой области разведки действует одна лицензия / один договор.
- (3) Включая 8,44% долю «Самрук-Казына» в КСКП, которую Компания содержит в доверительном управлении в интересах «Самрук-Казына». После отчуждения 50% акций KMG Kashagan B.V. компанией Соoperatieve KazMunaiGaz U.A в пользу «Самрук-Казына» Компания владеет 8,44% долей в КСКП от своего имени и содержит 8,44% долю в доверительном управлении в интересах «Самрук-Казына». Компания имеет опцион на выкуп всех или части акций KMG Kashagan B.V., переданных «Самрук-Казына». В январе 2018 года срок исполнения опциона был перенесен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года.
- (4) На 31 декабря 2019 года, как процентная доля простых голосующих акций РД КМГ.

Блок Женис

Компания и ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим», дочернее предприятие Лукойла и стратегический партнер Компании, в настоящее время ведут геологоразведочные работы на блоке Женис на основании контракта на разведку и добычу от 1 апреля 2020 года, сторонами которого они являются. Компании и ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим» принадлежит по 50% доле в праве недропользования. ТОО «Женис Оперейтинг», назначенное оператором, является совместным предприятием Компании (50%) и ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим» (50%).

30 ноября 2018 года в связи с проектом «Женис» Компания и ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим» заключили соглашение о совместной деятельности (далее «ССД Женис») и соглашение о финансировании, в соответствии с которым ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим» обязуется финансировать определенные расходы Компании, связанные с проектом «Женис», на условиях соглашения о финансировании. Обязательства ТОО «Лукойл Казахстан Апстрим» по ССД «Женис» и соглашению о финансировании обеспечены ограниченной гарантией конечной материнской компании, предоставленной публичным акционерным обществом «Лукойл».

Блок Женис расположен в казахстанском секторе Каспийского моря и не является глубоководным проектом.

Геологоразведочный период на блоке Женис начался в 2019 году. Поисковые скважины еще не пробурены.

Доля Компании в расходах на геологоразведочные работы на блоке Женис составила 0,12 МЛРД тенге в 2019 году и, как ожидается, составит 2,7 млрд тенге в 2020 году.

Проект по освоению месторождения Жамбыл

Компания проводит деятельность по недропользованию на участке Жамбыл в казахстанской части Каспийского моря («месторождение Жамбыл») на основании контракта на разведку углеводородного сырья с Компетентным органом от 21 апреля 2008 года в действующей редакции («**Контракт на недропользование на месторождении Жамбыл**»). По состоянию на 31 декабря 2019 года 100% прав и обязательств по Контракту на недропользование на месторождении Жамбыл принадлежат Компании. ТОО «Жамбыл Петролеум» («**Жамбыл Петролеум**») является 100%-ным дочерним предприятием Компании. Жамбыл Петролеум занимается разведочной деятельностью на месторождении Жамбыл на основании контракта, подписанного с Компанией в сентябре 2016 года.

Первоначально Контракт на недропользование на месторождении Жамбыл предусматривал шестилетний срок разведки (т.е. до 22 апреля 2014 года), с возможностью двукратного продления на двухлетний период и далее, если необходима оценка. Компания оплатила подписной бонус в размере 3 млн долларов США в связи с Контрактом на недропользование на месторождении Жамбыл. В случае коммерческого обнаружения Компания может воспользоваться своим приоритетным правом и заключить договор добычи с Компетентным органом. Срок действия Контракта на недропользование на месторождении Жамбыл был продлен до 21 апреля 2022 года.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1935 км² и включает пять отдельных перспективных нефтяных залежей на морской глубине от четырех до пяти метров.

В настоящее время работы на месторождении Жамбыл ограничены, но данные двухмерной сейсморазведки показывают, что извлекаемые запасы месторождения Жамбыл могут составить 651,9 млн тонн нефти. В 2011 году на основании интерпретации данных исследований сейсмической тяжести было предоставлено разрешение на бурение разведочной скважины. В 2014 году была получена подача нефти и газа в результате бурения разведочной скважины в структуре Жетысу. В 2016 году были проведены сейсмические исследования на структуре Жамбыл на площади 400 км². В 2017 году были проведены работы по разведке и подготовке к этапу разведки по проекту. В 2019 году было проведено трехмерное исследование на структуре Жамбыл, интерпретация данных продолжается в 2020 году.

Расходы Компании на разведку на месторождении Жамбыл в 2019 году составили 8,1 млрд тенге, и ожидается, что в 2020 году такие расходы составят 1,7 млрд тенге.

Проект по освоению участка Исатай

Проект по освоению участка Исатай осуществляется согласно Контракту на недропользование № 4160-УВС-МЭ от 26 июня 2015 года на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Исатай, расположенном в казахстанской части Каспийского моря в действующей редакции («**Контракт на недропользование на участке Исатай**»).

В мае 2014 года Компания и ENI International B.V. заключили договор относительно проекта по освоению участка Исатай, а в апреле 2015 года Министерство энергетики утвердило ENI Issatay B.V. (дочернюю компанию ENI) в качестве стратегического партнера Компании по проекту освоения участка Исатай. 26 июня 2015 года был заключен контракт на недропользование на участке Исатай с Компанией. В сентябре 2017 года Министерство энергетики дало Компании разрешение на передачу ENI Isatay B.V. 50%-ной доли в контракте на недропользование на участке Исатай. В декабре 2017 года Компания завершила передачу ENI Isatay B.V. 50%-ной доли в контракте на недропользование на участке Исатай по соглашению о передаче доли в правах недропользования от 22 июня 2017 года («**Соглашение о передаче Исатай**»). В декабре 2017 года в контракт на недропользование на участке Исатай были внесены изменения, отражающие данную передачу. 21 декабря 2017 года было заключено соглашение о совместной деятельности между Компанией и ENI

Isatay B.V. («ССД Исатай»).

27 декабря 2017 года Компания и ENI Isatay B.V. приняли решение учредить ТОО «Исатай Оперейтинг Компани», в котором каждой из них принадлежит доля 50%. В соответствии с ССД Исатай и договором о присоединении к ССД Исатай от 2 марта 2018 года ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» является оператором проекта Исатай.

Площадь контрактной территории составляет 1349,89 м² и основными перспективными геологическими структурами являются Исатай, Толкын и Сункар. Прогнозируемые извлекаемые ресурсы на площади разведочных работ составляют 72 млн тонн сырой нефти. Глубина воды в районе проведения работ составляет 4-8 метров.

Период разведки на участке Исатай составляет с 2015 по 2021 годы. На участке были проведены базовые экологические исследования и сейсморазведка. Строительство скважины запланировано на 2020 и 2021 гг.

В соответствии с соглашением о финансировании между Компанией и ENI Issatay B.V. от 21 декабря 2017 года относительно Контракта на недропользование на участке Исатай, ENI Issatay B.V. согласился финансировать долю Компании в расходах по разведывательной деятельности на участке Исатай, при условии, что после начала коммерческой добычи на месторождении Исатай Компания возместит ENI Issatay B.V. свою долю в определенных затратах. Обязательства ENI Issatay B.V. по ССД Исатай, соглашению о финансировании и Соглашению о передаче Исатай обеспечены гарантией конечной материнской компании, выданной ENI S.a.P. 22 декабря 2017 года.

Проект по освоению участка Урихтау

ТОО «Урихтау Оперейтинг» является 100%-ным дочерним предприятием Компании. ТОО «Урихтау Оперейтинг» участвует в разведочных работах по договору о разведке и добыче углеводородного сырья на участке Урихтау в Мугалжарском районе Актюбинской области между Компанией и Министерством энергетики и минеральных ресурсов от 5 декабря 2008 года (в действующей редакции) («**Контракт на недропользование на участке Урихтау**»).

В 2013 году ТОО «Урихтау Оперейтинг» получило от Компании права недропользования по Контракту на недропользование на участке Урихтау. 7 ноября 2013 года было подписано соглашение о внесении изменений в Контракт на недропользование на участке Урихтау, посредством которого была оформлена передача Компанией в пользу ТОО «Урихтау Оперейтинг» права недропользования по Контракту на недропользование на участке Урихтау.

Компания обсуждала возможности совместной разведки и разработки на участке Урихтау с потенциальными партнерами по совместному предприятию, но переговоры были приостановлены в ходе пандемии Covid-19.

Срок разведки по Контракту на недропользование на участке Урихтау несколько раз переносился посредством заключения соответствующих соглашений о внесении изменений в Контракт на недропользование на участке Урихтау и истекает 5 декабря 2020 года.

Месторождение Урихтау было обнаружено в 1983 году. Начальные разведанные запасы свободного газа, газового конденсата, нефти и нефтяного газа категорий А+В+С1 составляли 39 815 млн куб. м, 11 623 млн тонн, 6493 тыс. тонн и 2389 млн куб. м, соответственно. В 2010 и 2011 гг. была пробурена разведочная скважина. Нефть и газ добывались из трех объектов, а также было обнаружено присутствие нефти и газа в горизонте КТ-2. Было пробурено четыре дополнительных скважины. В 2014 году строительство промышленного предприятия недалеко от вахтового поселка Жанажол на месторождении Жанажол было завершено, и было зарегистрировано исследование возможностей разработки нефтяной оторочки после завершения опытной добычи, а также интеграции разработки газоконденсатного и нефтяного месторождения после завершения опытной добычи. Были проведены трехмерные сейсмические исследования, и на основе результатов интерпретации таких данных отчеты по операционным подсчетам запасов углеводородов на таких структурах были рассмотрены Центральным комитетом по разведке и разработке в 2017 году, и было зарегистрировано увеличение ресурсной базы извлекаемых объемов углеводородов для проекта Урихтау до 9,5 млн тонн жидких углеводородов и 7 млн куб. м газа.

Доля Компании в расходах на поисково-разведочные работы на участке Урихтау составила 3,507 млрд тенге в 2019 году, и ожидается, что в 2020 году она составит 2,158 млрд тенге.

Освоение и реабилитация нефтяных месторождений

На общий объем нефтедобычи с месторождений, описанных в настоящем Документе, оказывают и будет оказывать влияние несколько ключевых факторов, в т.ч. относительный срок эксплуатации месторождений и, в меньшей степени, характеристики нефти и комплексная геологическая структура коллекторов. Например, на месторождении Узень и нескольких месторождениях ЭМГ, имеющих самые большие запасы и объемы добычи, добывается нефть с высоким содержанием парафина в пределах неглубоко залегающих пластов с низкой проницаемостью. Кроме того, нефть с месторождений ЭМГ также имеет высокое содержание воды или высокую степень обводненности. В совокупности эти факторы осложняют извлечение и в некоторых случаях транспортировку нефти с месторождений ЭМГ. Однако длительный опыт добычи, имеющийся у Компании, дал ей глубокое понимание геологии ее месторождений. Относительно малая глубина и тот факт, что коллекторы главным образом расположены на суше, позволили Компании добывать нефть в целом более экономичным способом по сравнению с более глубокими или морскими коллекторами.

Компания, ее дочерние предприятия и совместные предприятия применяют обширный спектр различных методик освоения и реабилитации месторождений, например, бурение новых скважин, бурение нагнетательных скважин и использование вторичной повышенной утилизации и интенсификации скважин, включая гидроразрыв и различные химические и термические методы. Эти мероприятия осуществляются Компанией с целью выполнения своей стратегической цели - поддержание текущего уровня добычи.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг. года общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 9096 км.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении объемов транспортировки нефти за указанные периоды:

Актив по транспортировке	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	(млн тонн)		
КТО	44,5	45,3	46,3
ККТ	16,2	16,0	16,5
МунайТас	3,2	3,9	3,7
Трубопровод КТК.....	63,3	61,1	55,1

В 2019 году КТО экспортировало 40% транспортируемой нефти (в основном в Европу и Китай) и транспортирует 38% нефти на внутренний рынок, а оставшиеся 22% нефти предназначаются для транзита.

В 2019 году по Казахстанско-Китайскому трубопроводу транспортировано 62% нефти для транзита и 33% нефти на внутренний рынок, помимо экспорта 5% сырой нефти (в основном в Китай).

В 2019 году МунайТас экспортировал 62% сырой нефти (в основном в Китай) и транспортировал оставшиеся 38% на внутренний рынок.

В 2019 году ККТ экспортировал 100% нефти в Европу.

Трубопроводная система КТО

КТО является национальным оператором магистрального нефтепровода Казахстана, а также является полным собственником и единоличным оператором двух нефтепроводных систем, одна из которых расположена в Западном Казахстане («Западный филиал»), другая проходит с северо-

востока на юго-запад Казахстана («**Восточный филиал**»). Кроме того, КТО завершило строительство и эксплуатирует трубопроводную сеть, соединяющую Западный Казахстан с китайской границей («**трубопровод ККТ**»), который состоит из трех участков: (i) трубопровод Атасу-Алашанькоу; (ii) трубопровод Кенкияк-Атырау; (iii) трубопровод Кенкияк-Кумколь. КТО также является владельцем доли и оператором трубопроводной системы, которая соединяет трубопровод Кенкияк-Кумколь с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и формирует часть Восточного филиала КТО. По состоянию на 31 декабря 2019 года сеть трубопроводов КТО состояла из 5378 км труб диаметром от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года трубопроводная сеть КТО транспортировала 44 463 млн тонн сырой нефти.

КТО инвестировал в модернизацию своей трубопроводной системы 42,8 млрд тенге в 2019 году, 51,3 млрд тенге в 2018 году и 52,8 млрд тенге в 2017 году. В 2020 году КТО планирует инвестировать 54,1 млрд тенге. Такое усовершенствование и увеличение мощности нацелено на поддержание существующих уровней транспортировки нефти через трубопроводную систему КТО.

Западный филиал

На 31 декабря 2019 года Западный филиал состоял из 2626 км магистральных нефтепроводов, 1975 км магистральных водоводов и 24 НПС, 7 станций предварительного подогрева, 60 печей и нефтебазы общей складской емкостью 865 000 м³, включая резервуары для хранения воды емкостью 161 100 м³.

В 2019 году через Западный филиал было перекачано 28,6 млн тонн сырой нефти и конденсата, или 32% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане. Общий доход, полученный за счет взимания транспортных тарифов за эти объемы сырой нефти и конденсата, составил 209,6 млрд тенге, что составляет 87% от общей выручки КТО за 2019 год.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узень (южная часть Западного Казахстана) на север через Атырау до границы с Россией, где он соединяется с российской системой ПАО «Транснефть» в Самаре для экспорта сырой нефти в черноморские порты, или через трубопровод Дружба в порты Балтии и Центральной Европы.

На 31 декабря 2019 года годовая пропускная способность казахстанского участка трубопровода УАС составляла 17,5 млн тонн сырой нефти в год. УАС является основным экспортным трубопроводом Компании и транспортирует нефть добытую, в числе других, РД КМГ, ММГ, ССЕЛ и КРО.

Другие подсистемы Западного филиала включают трубопровод Каламкас-Каражанбас-Актау, трубопровод Узень-Жетыбай-Актау и трубопровод Жанажол-Кенкияк.

Восточный филиал

На 31 декабря 2019 года максимальная пропускная способность Восточного филиала составляла 37,0 млн тонн сырой нефти в год с протяженностью линий магистральных нефтепроводов 2715 км, 12 НПС, 7 печей, 7 нефтеподогревателей и нефтебаз общей складской емкостью 486 000 м³.

В 2019 году через Восточный филиал было перекачано 21,6 млн тонн сырой нефти и конденсата, что составляет 24% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане. Общий доход, полученный за счет взимания транспортных тарифов за эти объемы сырой нефти и конденсата, составил 199,9 млрд тенге, что составляет 87% от общей выручки КТО за 2019 год.

Посредством Восточного филиала Компания транспортирует сырую нефть, добытую преимущественно на месторождениях Кумколь и Тургай, на Шымкентский НПЗ и на экспорт в Китай.

Система магистральных нефтепроводов Восточного филиала включает трубопроводы Омск-Павлодар, Павлодар-Шымкент, Кумколь-Каракоин и Туймазы-Омск-Новосибирск 2.

Казахстанско-Китайская трубопроводная система

Сеть трубопровода ККТ состоит из трех систем: (i) трубопровод Кенкияк-Атырау из Кенкияка (Западный Казахстан) до Атырау (Каспийское море), (ii) трубопровод Атасу-Алашанькоу из Атасу (Восточный Казахстан) до Алашанькоу (Западный Китай), и (iii) трубопровод Кенкияк-Кумколь из Кенкияка до Кумколя (Южный Казахстан). В настоящее время все три системы находятся в эксплуатации. По состоянию на 31 декабря 2019 года сеть Трубопровода ККТ состояла из 1759 км труб.

Тарифы прокачки газа по сети Трубопровода ККТ регулируются Комитетом по естественным монополиям и устанавливаются по принципу «издержки плюс фиксированная прибыль». На дату настоящего Базового проспекта тарифы в сети Трубопровода ККТ составляли 4292,4 тенге за тонну сырой нефти за транспортировку в расчете на 1000 км для внутренней транспортировки и 6398,9 тенге за тонну сырой нефти за транспортировку в расчете на 1000 км для экспорта.

Трубопровод Кенкияк-Атырау

МунайТас является собственником, а КТО - оператором трубопровода Кенкияк-Атырау. См. раздел «-МунайТас» ниже.

Трубопровод Кенкияк-Атырау был введен в эксплуатацию в марте 2003 года. На 31 декабря 2019 года протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 448,9 км труб диаметром 0,5-1,8 м, а пропускная способность - 4,6 млн тонн сырой нефти в год. В 2019 году объем фактической транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составил 3,2 млн тонн против 3,9 млн тонн и 3,7 млн тонн в 2018 и 2017 гг., соответственно. С 2018 года транспортировка по трубопроводу осуществляется из Кенкияка в направлении Атырау для доставки сырой нефти из Атырауской и Актюбинской областей Казахстана в Китай. Ранее трубопровод имел более низкую пропускную способность, и транспортировка осуществлялась в направлении Атырау из Кенкияка, что позволяет нефтедобытчикам Актюбинской области получить доступ к КТК, УАС или иным трубопроводным подключениям в Атырауской области.

Трубопровод Атасу-Алашанькоу

В 2004 году КТО и China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation создали СП ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод («ККТ»», в котором каждому из них принадлежит 50%- ная доля участия (по состоянию на 31 декабря 2017 года). ККТ является собственником, а КТО - оператором трубопровода Атасу-Алашанькоу.

В июле 2006 года нефтепровод Атасу-Алашанькоу был введен в эксплуатацию. На 31 декабря 2019 года пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 20 млн тонн сырой нефти в год. В 2019 году объем транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составил 12,3 млн тонн. На 31 декабря 2019 года протяженность трубопровода составляла 962 км. Мощность трубопровода Атасу-Алашанькоу была увеличена до 12 млн тонн сырой нефти в год в 2011 году благодаря постройке и введению в эксплуатацию нефтеперекачивающей станции, а в декабре 2013 года - до 20 млн тонн сырой нефти в год благодаря строительству и вводу в эксплуатацию еще двух нефтеперекачивающих станций.

По состоянию на 31 декабря 2019 года тринадцать компаний поставляют нефть по трубопроводу Атасу-Алашанькоу. По состоянию на 31 декабря 2019 года КТО объявил о том, что с момента открытия трубопровода Атасу-Алашанькоу по нему было транспортировано 132 млн тонн сырой нефти.

Трубопровод Кенкияк-Кумколь

ККТ владеет трубопроводом Кенкияк-Кумколь, оператором которого является КТО. В октябре 2009 года трубопровод Кенкияк-Кумколь был введен в эксплуатацию. По состоянию на 31 декабря 2019 года протяженность трубопровода составляла 794,0 км, а его пропускная способность - 9,2 млн тонн сырой нефти в год. В 2019 году через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 5,6 млн тонн сырой нефти. Согласно вышеупомянутой договоренности между Компанией и China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, мощность трубопровода Кенкияк-Кумколь была увеличена с 10 млн тонн сырой нефти в год до 20 млн тонн сырой нефти в год в 2015 году, что позволит Компании обслуживать ожидаемое возрастание объема добычи на

месторождении Тенгиз, так же как и добыча на месторождении Кашаган, когда коммерческая добыча достигнет ожидаемого потенциала.

Нефть для трубопровода Кенкияк-Кумколь поставляют десять компаний.

МунайГас

3 декабря 2001 года КТО и CNPC Exploration and Development Company Ltd учредили компанию МунайГас, в которой КТО владеет 51% долей (по состоянию на 31 декабря 2017 года), а CNPC Exploration and Development Company Ltd – 49% долей. МунайГас является собственником, а КТО – оператором нефтепровода Кенкияк-Атырау. См. раздел «Трубопровод Кенкияк-Атырау» выше. По состоянию на 31 декабря 2019 года трубопроводная сеть МунайГас имела протяженность 449 км.

Трубопроводная система КТК

КТК - это совместное предприятие, которое является собственником, оператором и обслуживающей организацией Трубопровода КТК. В Казахстане КТК работает через АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум», в котором по состоянию на 31 декабря 2019 года Республика владела 19%-ной долей (которой от имени Правительства владеет Компания), а Kazakhstan Pipeline Ventures LLC (дочернее предприятие Компании с 2009 года) - 1,75%-ной долей участия. Другими участниками АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум» являются ПАО «Транснефть» (24%), КТК Компани (4%), Chevron Caspian Pipeline Consortium Co. (15%), LukArco B.V. (12,5%), Mobil Caspian Pipeline Co. (7,5%), Rosneft - Shell Caspian Ventures Ltd. (7,5%), Agip International (N.A.) N.V. (2%), Oryx Caspian Pipeline LLC (1,75%) и BG Overseas Holdings Ltd. (2%). На 31 декабря 2019 года общая протяженность Трубопровода КТК составляла 1510 км. В 2019 году КТК перекачал через Трубопровод КТК 63,2 млн тонн сырой нефти и конденсата, включая 55,8 млн тонн сырой нефти и конденсата, произведенных в Казахстане.

Ожидается, что планируемое увеличение добычи с месторождений, разрабатываемых КСКП, в том числе, с месторождения Кашаган, промышленная добыча на котором была возобновлена в ноябре 2016 года, потребует увеличения мощностей транспортной инфраструктуры в Казахстане, включая Трубопровод КТК.

16 декабря 2009 года Министерство энергетики и минеральных ресурсов (сейчас Министерство энергетики), Министерство энергетики РФ и все другие акционеры КТК (за исключением LukArco B.V.) договорились продолжить процесс расширения и подписали договор о расширении Трубопровода КТК. Проект расширения КТК предусматривал увеличение проектной мощности Трубопровода КТК с 28,2 млн тонн в год до 67,0 млн тонн в год, из которых до 53,7 млн тонн нефти и конденсата в год должны поступать из Казахстана. Строительные работы по казахстанскому участку в рамках проекта расширения были начаты в июле 2011 года, и третий и окончательный этап строительных работ был завершен в октябре 2017 года. Проект расширения включал замену 88-километровой секции трубопровода, реконструкцию нефтеперекачивающих станций Атырау и Тенгиз, строительство двух новых нефтеперекачивающих станций и установку внеплощадочных энергообъектов. Общая стоимость проекта расширения КТК составила 5,4 млрд долларов США, и Компания не участвовала в этих расходах. В результате расширения Трубопровода КТК преимущественные права Компании были увеличены с 5,8 млн тонн сырой нефти в год до 14,3 млн тонн сырой нефти в год.

КТК взимает с грузоотправителей транспортный тариф, исходя из объемов смеси КТК, предоставленных для транспортировки. В октябре 2007 года транспортный тариф на транспортировку и доставку на морской терминал КТК на Черном море был увеличен до 38 долларов США за одну тонну, включая все сборы терминала, и затем оставался неизменным.

Транспортировка российской нефти в Китай

24 декабря 2013 года между Правительством и правительством Российской Федерации было заключено межправительственное соглашение в отношении транспортировки российской нефти через Казахстан из Омска в Российской Федерации до казахстанского Прииртышска и далее через Атасу в Алашанькоу (Китайская Народная Республика) с использованием трубопровода Атасу-

Алашанькоу, строительство которого было завершено в 2013 году («**Межправительственное соглашение 2013 года**»). В январе 2014 года КТО начала транспортировку российской нефти. КТО транспортирует примерно 7 млн тонн российской нефти в Китай в год. 27 декабря 2016 года КТО и ПАО «НК «Роснефть» согласились увеличить объемы российской нефти, транспортируемой в Китай, до 10 млн тонн в год.

Транспортировка нефти с месторождения Кашаган

Возобновление промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 2016 года обусловило повышение уровней нефти, транспортируемой по трубопроводам КТО, в 2017 году по сравнению с предыдущими годами. Первоначально КТО перекачивал сырую нефть с месторождения Кашаган через участок трубопровода Атырау-Самара для дальнейшей отгрузки через порт Усть-Луга в России. В феврале 2017 года КТО объявила об открытии дополнительного маршрута транспортировки нефти с месторождения Кашаган через трубопровод Атырау-Самара для ее дальнейшей транспортировки через систему ПАО «Транснефть» в России в порт Новороссийск для дальнейшего экспорта, сохраняя качество сырой нефти через трубопроводы (вместо смешивания ее с сырой нефтью марки Urals).

Прочие маршруты экспорта сырой нефти

Ниже представлены альтернативные транспортные маршруты экспорта нефти из Казахстана, которые могут быть использованы Компанией в случае каких-либо ограничений пропуска через трубопроводные системы КТО или Трубопровода КТК: (i) из морского порта Актау баржами до Баку, а затем по Трубопроводу БТД; (ii) по железной дороге из Казахстана на экспортные черноморские терминалы на Украине; (iii) нефтяными танкерами из морского порта Актау до Баку, а затем по ж/д до Батуми или нефтяными танкерами до Махачкалы, а затем по ж/д в Европу. С момента завершения первых стадий расширения мощности Трубопровода КТК, объемы сырой нефти, транспортируемой КТО в морской порт Актау на экспорт, сократились.

Батумский нефтяной терминал

В 2007 году КТО приобрел 50%-ную долю участия в Batumi Capital Partners Limited и в феврале 2008 года завершил приобретение 100% доли участия в Batumi Industrial Holdings Limited. Batumi Industrial Holdings Limited и Batumi Capital Partners Limited (который после слияния с Batumi Services Limited был переименован в Batumi Terminal Limited) совместно владеют ООО «Батумский нефтяной терминал», которое является оператором морского экспортного терминала в Батуми (Грузия). После внутренней реорганизации КТО ряда своих дочерних предприятий в Грузии ООО «Батумский нефтяной терминал» имеет эксклюзивные права на управление ООО «Батумский морской порт» (по состоянию на 31 декабря 2019 года), которое является оператором морского порта в г. Батуми (Грузия). Компания использует Батумский порт и нефтяной терминал для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана (включая нефть, добываемую Компанией, а также сырую нефть и нефтепродукты, произведенные в Туркменистане и Азербайджане, с целью экспорта. Компания доставляет сырую нефть и нефтепродукты до Батумского порта и нефтяного терминала по железной дороге.

Батумский порт состоит из 12 технологических терминалов, включая терминалы для сырой нефти с нормой загрузки 25 млн тонн нефти в год. Терминалы, расположенные на Батумском морском экспортном терминале, включают в себя три терминала и один выносной точечный причал с общей проектной нормой загрузки 15 млн тонн нефти и нефтепродуктов в год.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, КТО перевалил через Батумский порт и нефтяной терминал 0,9 млн тонн сырой нефти по сравнению с 1,0 млн тонн сырой нефти и 2,2 млн тонн сырой нефти в 2018 и 2017 гг., соответственно.

Терминал порта Актау

Порт Актау построен в 1963 году и является единственным морским портом в Казахстане, имеющим мощности для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов. Порт Актау состоит из 12 технологических терминалов, включая 4 терминала для сырой нефти. Терминалы сырой нефти оборудованы приспособлениями для предотвращения разливов нефти.

Компания использует эти терминалы для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана, включая нефть, добываемую Компанией, для экспорта. В 2019 году КТО транспортировала 2 млн тонн сырой нефти через терминал порта Актау.

АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот»

АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот» является национальным морским перевозчиком (Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 апреля 2011 года № 462). Основными направлениями деятельности Казмортрансфлота являются безопасная и надежная эксплуатация флота, развитие национального морского торгового и сервисного флотов, а также повышение рентабельности морских перевозок.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Казмортрансфлотом было транспортировано по морю 10,7 млн тонн сырой нефти, из которых 0,5 млн тонн сырой нефти было транспортировано по Каспийскому морю, 3,7 млн тонн сырой нефти было транспортировано по Черному морю и 6,5 млн тонн сырой нефти было транспортировано по Средиземному морю. В 2019 году объемы перевозок сырой нефти по Черному морю и по Средиземному морю возросли на 1 817 тыс. тонн и 4 029 тыс. тонн, соответственно, что согласуется с ростом в 2018 году.

Тарифы на транспортировку сырой нефти и минимальные объемы

КТО, рассматриваемая как естественная монополия в Казахстане, взимает с Компании и других грузоотправителей простой тариф за отгрузку внутри страны по трубопроводам УАС и Омск-Павлодар-Шымкент. Ставка тарифа устанавливается Комитетом по естественным монополиям, главным образом, на основе затрат КТО по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов. КТО имеет право обращаться в Комитет по естественным монополиям с ходатайством об увеличении тарифа один раз в год. Механизма корректировки банка качества по отгрузке через трубопроводы УАС, Омск-Павлодар-Шымкент или российскую трубопроводную систему ПАО «Транснефть» не существует. Министерство энергетики устанавливает объемы транспортировки для трубопроводов УАС и Омск-Павлодар-Шымкент.

Контракт между КТО и его клиентами регулирует общий доступ и условия платежа, и клиенты, включая дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании, а также сторонние отправители сырой нефти, обязаны обеспечить транспортировку гарантированного минимального объема, утверждаемого Министерством энергетики.

КТО утвердила следующие тарифы на экспорт сырой нефти: 7 358,76 тенге за 1000 тонн на км (без НДС).

Комитет по естественным монополиям утвердил следующие максимальные тарифы для транспортировки нефти внутри страны для КТО: 4 109,5 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2020 года.

Министр энергетики, в качестве Компетентного органа, и в соответствии с договором между Казахстаном и Китаем, утвердило тариф для транспортировки российской сырой нефти в Китай на 2019-2033 гг. в размере 15,00 долларов США за 1 метрическую тонну (без учета НДС).

Транспортировка и продажа газа

Обзор

Группа частично владеет и единолично управляет крупнейшей сетью газопроводов в Казахстане с точки зрения протяженности и пропускной способности. По состоянию на 31 декабря 2019 года общая протяженность системы газопроводов Компании составляла 17,85 тыс. км.

Большая часть газотранспортного бизнеса Группы осуществляется через КТГ, которое, в свою очередь, имеет три дочерних предприятия по транспортировке газа по магистральным трубопроводам: ИЦА, АГП и ГБШ. КТГ также полностью владеет АО «КазТрансГаз Аймак» (которое обеспечивает транспортировку по газораспределительным системам) и ТОО «Амангельды Газ» (добывает газ и конденсат).

Согласно Закону о газе, КТГ был назначен национальным оператором для транспортировки газа. Следовательно, КТГ было предоставлено преимущественное право на покупку (от имени государства) попутного газа, добываемого в Казахстане по регулируемой цене, который он будет затем продавать на внутреннем рынке. Значительную часть любой наценки от таких продаж обычно используется для модернизации и расширения внутренней сети трубопроводов.

В следующей таблице приведена определенная информация в отношении объемов транспортировки газа за указанные периоды (нетто для Группы):

Актив по транспортировке	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
		(млн куб. м)	
Интергаз Центральная Азия (ИЦА)	72 961	80 135	76 565
Азиатский газопровод (АГП)	22 935	24 635	19 607
Газопровод Бейнеу-Шымкент (ГБШ)	5 044	4 176	2 185
Итого	103 494	111 567	100 857

В 2019 году ИЦА экспортировало 26% транспортированного газа и транспортировала 19% на внутренний рынок, оставшиеся 55% газа предназначались для транзита.

В 2019 году АГП транспортировало 83% газа для транзита и экспортировало 15%, а оставшаяся часть транспортировалась на внутренний рынок.

В 2019 году ГБШ экспортировало 70% транспортированного газа, а оставшиеся 30% были транспортированы на внутренний рынок.

ИЦА

ИЦА, 100%-ное дочернее предприятие КТГ, осуществляет эксплуатацию основных казахстанских магистральных газопроводов природного газа, состоящих из двух отдельных сетей: (i) в Западном Казахстане, обслуживающая продуктивные месторождения природного газа в Центральной Азии («**Западная трубопроводная сеть**»), и (ii) в Южном Казахстане, поставляющая импортируемый природный газ с границы Узбекистан-Казахстан в южные регионы Казахстана, включая г. Алматы («**Южная трубопроводная сеть**»). ИЦА также осуществляет эксплуатацию трех подземных газохранилищ в Южном и Юго-Восточном Казахстане с общим рабочим объемом 4,7 млрд куб. м.

КТГ осуществляет эксплуатацию газопроводной распределительной сети в Казахстане по договору доверительного управления между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов, «Самрук-Казына» и ИЦА. В ноябре 2019 года стороны завершили передачу активов от государства ИЦА в форме взноса в акционерный капитал ИЦА.

Компания использует магистральные газопроводы ИЦА: (i) для транзита природного газа сторонних организаций в основном из Туркменистана и Узбекистана в Россию, (ii) для экспорта казахстанского природного газа, в частности, с Тенгиза и Карачаганакского газоконденсатного месторождения, в Россию, (iii) для транспортировки природного газа из одного региона России в другой через территорию Казахстана, и (iv) распределение природного газа, добытого Компанией и прочими лицами, включая совместные предприятия и ассоциированные компании Компании.

Природный газ прокачивается по трубопроводам под высоким давлением, что требует наличия вдоль трубы компрессорных станций через определенные интервалы для обеспечения движения природного газа. На 31 декабря 2019 года ИЦА эксплуатировала 12 481 км газопроводов природного газа с пропускной способностью 163,5 млрд куб. м в год. Преобладающая часть транспортной системы природного газа ИЦА - наземные трубопроводы диаметром 1 м, 1,2 м и 1,4 м. В некоторых трубопроводах направление потока газа может быть изменено посредством переключения закачки-откачки на компрессорных станциях. ИЦА установила дополнительные газовые счетчики, изготовленные в соответствии с международными требованиями, с целью улучшения собираемости выработки, а также осуществляет постоянное техобслуживание и общий ремонт станций.

Трубопроводная система, оператором которой является ИЦА, была построена в 1960-1970 годах, с первоначально сертифицированным сроком ее эксплуатации 20-50 лет, который был расширен, так

как ИЦА приняла на себя программу капитальных затрат для модернизации и реконструкции системы трубопроводов. См. раздел «*Проекты газопроводов*».

Основным клиентом ИЦА является ПАО «Газпром», на которое приходилось 34,5%, 30,2% и 28,8% выплат за транспортировку газа, полученных ИЦА в 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно.

Западная трубопроводная сеть

Западная трубопроводная сеть ИЦА состоит из 3 отдельных систем, объединяющих примерно 8817 км трубопроводных систем, в том числе: (i) Центрально-азиатскую трубопроводную систему («**Центрально-азиатская система**»); (ii) Уральскую систему («**Уральская система**») и (iii) Актюбинскую трубопроводную систему («**Актюбинская система**»).

Центрально-азиатская система

Центрально-азиатская система проходит от казахстанской границы с Узбекистаном и Туркменистаном на юге до границы Казахстана с Россией на севере. Она состоит из трех отдельных трубопроводных подсистем, основной из которых является трубопроводная система Средняя Азия - Центр («**Трубопровод САЦ**»). Трубопровод САЦ используется, главным образом, для транспортировки узбекского и туркменского природного газа через Казахстан до трубопроводных систем ПАО «Газпром» в России, по которым природный газ поставляется в Украину и Европу. Кроме того, ТШО использует Трубопровод САЦ для транспортировки природного газа с месторождения Тенгиз в Россию.

Уральская система

Уральская система включает в себя участок Западной трубопроводной сети, который проходит через северо-западный регион Казахстана. Она связывает два участка российского трубопровода и используется для транспортировки российского природного газа с востока на запад России.

Актюбинская система

Актюбинская система проходит от Казахстанской границы с Узбекистаном на юге до границы с Россией на севере. Она состоит из трех отдельных трубопроводных подсистем, которые подключены к газодобывающим предприятиям на месторождениях природного газа Жанажол и осуществляют распределение газа среди внутренних потребителей. Актюбинская система может быть также использована для усиления мощностей Трубопровода САЦ по транспортировке газа из Туркменистана в Россию и Европу.

Южная трубопроводная сеть

Южная трубопроводная сеть состоит из 2 333 км трубопроводов, имеет пропускную способность 14,0 млрд м³ в год и включает трубопроводную систему Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы и участок трубопровода Газлы-Шымкент. По этой сети осуществляются поставки газа конечным потребителям в наиболее густонаселенные регионы Казахстана, включая г. Алматы.

Азиатский газопровод

Развитие Азиатского газопровода финансировалось ТОО «Азиатский газопровод» («АГП»), совместным предприятием Компании (через КТГ) и CNPC (через Trans Asia Gas Pipeline Company Limited).

Целью Азиатского газопровода является содействие (i) транзиту туркменского и узбекского газа в Китай, (ii) экспорту казахстанского газа в Китай и (iii) бесперебойной транспортировке газа в южные регионы Казахстана. В 2017 году была впервые осуществлена транспортировка газа в Китай по Азиатскому газопроводу.

В августе 2007 года между Правительством и Китаем было достигнуто соглашение о сотрудничестве в целях строительства и эксплуатации первых двух этапов Азиатского газопровода, который проходит из Узбекистана в Хоргос в Китае через территорию Казахстана. Общая стоимость первых двух этапов этого проекта было 6,8 млрд долларов США. Дальнейшее расширение

Азиатского газопровода до производительности в 55 млрд м³ планировалось осуществить при помощи третьего этапа строительства общей стоимостью 5,2 млрд долларов США. Строительные работы по третьему этапу Азиатского газопровода были начаты в январе 2013 года и завершены в ноябре 2018 года.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., по Азиатскому газопроводу было транспортировано 22,9 млрд м³ газа, 24,6 млрд куб. м газа и 19,6 млрд куб. м газа, соответственно (в каждом случае – нетто для Компании). По состоянию на 31 декабря 2019 года общая протяженность Азиатского газопровода составляла 3 916 км, а общая пропускная способность – 55 млрд куб. м в год. Компания не ожидает получения дивидендов от АГП до 2022 года.

Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент

В 2008 году Компания и CNPC заключили рамочное соглашение («Соглашение «Бейнеу-Шымкент»»), по которому обе стороны договорились о строительстве Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Строительство Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент повысило и, согласно ожиданиям, будет и в дальнейшем повышать гибкость Компании в транспортировке газа и соединять существующие основные газопроводы Компании в западных и южных регионах Казахстана. Строительство Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент финансируется ТОО «Газопровод «Бейнеу-Шымкент» («ГБШ»), совместным предприятием КТГ и CNPC, созданным в январе 2011 года.

В октябре 2017 года Казахстан начал поставки газа на экспорт в Китай через данный газопровод в соответствии с контрактом, заключенным между КТГ и PetroChina в отношении поставки 5,5 млрд м³ природного газа в период между 15 октября 2017 года до 14 октября 2018 года. В октябре 2018 года КТГ и PetroChina подписали договор сроком на 5 лет на поставку от 5 до 10 млрд куб. м газа в год в Китай. Общая сумма вознаграждения по данному контракту составляет 11,6 млрд долларов США. Цена экспортируемого по данному контракту газа привязана к цене сырой нефти марки Brent и определяется на ежеквартальной основе.

В течение ближайших лет ГБШ и Компания ожидают увеличения объемов транспортировки газа в Китай, и для облегчения такой транспортировки построили три новых компрессорных станции на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в период между 2018 и 2019 годами (стоимостью 109,2 млрд тенге). Строительство четвертой компрессорной станции продолжается, его планируется завершить в 2023 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, по Газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент было транспортировано 5,0 млрд м³ газа по сравнению с 4,2 млрд куб. м за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, и 2,2 млрд куб. м за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (в каждом случае – нетто для Компании). По состоянию на 31 декабря 2019 года общая протяженность Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент составляла 1 454 км, а общая пропускная способность – 13 млрд куб. м в год.

Тарифы на транспортировку газа

Согласно Закону «О естественных монополиях» (№ 204-VI от 27 декабря 2018 года), и до декабря 2014 года согласно Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Комитетом по естественным монополиям. Тарифы, взимаемые ИЦА, должны устанавливаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана. Однако Правительство не регулирует тарифы на экспорт, и, соответственно Комитетом по естественным монополиям регулируются только тарифы на транспортировку газа внутри страны.

Международные тарифы

В 2019, 2018 и 2017 гг. международные тарифы составляли соответственно 86%, 82,5% и 87,8%, соответственно, от общей выручки ИЦА.

После отмены государственного регулирования тарифов на экспорт ИЦА свободно согласовывает и определяет международные транспортные тарифы со своими контрагентами по международному транзиту без осуществления регулирования со стороны Комитета по естественным монополиям. Методика, которой следовала ИЦА при определении тарифов международного транзита, основана на широко используемой модели, предусматривающей, что тарифы, в общем, являются

производным затрат плюс средняя ставка доходности по основным средствам, и выражены в виде ставки, основанной на объемах и расстоянии транспортировки газа. При рассмотрении дохода по основным средствам и инвестициям, ИЦА учитывает свои текущие затраты по обслуживанию для того, чтобы обеспечить бесперебойный транзит всех договорных международных объемов природного газа.

ИЦА получает выручку от транспортировки газа из тарифов, взимаемых ею с международных клиентов по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через трубопроводные системы, оператором которых является ИЦА. Соответственно, ставки тарифов на международную транспортировку газа определяются контрактом и, таким образом, могут быть изменены в порядке, предусмотренном соответствующим контрактом. Контрактные тарифы обычно являются производными затрат плюс средняя ставка доходности по основным средствам. В соответствии с контрактом ИЦА с ПАО «Газпром» тариф составляет 2 доллара США за транспортировку 1 000 куб. м природного газа на 100 км (без учета НДС).

Внутренние тарифы

Внутренние транспортные тарифы подлежат регулированию и утверждению со стороны Комитета по естественным монополиям. Тарифы вступают в силу с момента утверждения с учетом того, что ИЦА имеет право раз в год обратиться в Комитет по естественным монополиям с запросом на пересмотр и изменение таких тарифов. Комитет по естественным монополиям также вправе инициировать пересмотр внутренних транспортных тарифов. Внутренние транспортные тарифы ИЦА подвержены значительному влиянию социально-политических факторов и традиционно удерживаются на искусственно заниженном уровне.

Тарифы на внутреннюю транспортировку обычно покрывают расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание газопровода, увеличенные за счет отдельной составляющей доходов. Комитетом по регулированию естественных монополий были установлены следующие действующие тарифы на транспортировку товарного газа: (i) 2 213 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа (без учета НДС) для ИЦА (без учета расстояния) с 1 января 2017 года; (ii) 555,5 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа на 100 км (без учета НДС) для Азиатского газопровода с 1 января 2020 года (снижение по сравнению с 3 494 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа на 100 км (без учета НДС) с 1 марта 2016 года по 1 января 2020 года); (iii) 1 200 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа на 100 км (без учета НДС) для Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент с 1 января 2020 года (снижение по сравнению с 16 574 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа на 100 км (без учета НДС) с 1 мая 2019 года по 1 января 2020 года); и (iv) 592 тенге за 1000 куб. м транспортируемого природного газа для Магистрального газопровода КТГ-Аймак (без учета расстояния).

ИЦА также оказывает услуги по хранению газа в подземных хранилищах. Цены на эти услуги регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий.

Продажа газа

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Компания осуществила продажу 22,8 млрд куб. м газа, из них 8,8 млрд куб. м на экспорт.

КТГ осуществляет преимущественное право Правительства на покупку сырого и/или товарного газа у недропользователей/поставщиков, в том числе у некоторых компаний Группы, и затем может перепродавать этот газ.

Переработка, маркетинг и сбыт

Переработка

Перерабатывающие предприятия

На 31 декабря 2019 года Компании принадлежала 99,53%-ная доля участия в Атырауском НПЗ, 100,0%-ная доля участия в ПНХЗ; 50%-ная доля участия в НПЗ Caspi Bitum; и через Valsera Holdings B.V. 49,72%-ная доля участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которое, в свою очередь,

владеет Шымкентским НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2019 года общая фактическая нефтеперерабатывающая мощность этих НПЗ составляла 18,5 млн тонн сырой нефти в год.

В последние годы Компания вложила значительные средства в осуществление ряда проектов по модернизации и переоснащению своих трех НПЗ в Казахстане. Общая стоимость модернизации Атырауского НПЗ, которая была завершена в декабре 2017 года, составила 2050,1 млн долларов США (589,9 млрд тенге). Общая стоимость модернизации и реконструкции ПНХЗ, которые также были завершены в декабре 2017 года, составила 895,5 млн долларов США (252,1 млрд тенге). Кроме того, общая стоимость работ по улучшению, осуществленных совместным предприятием Компании на Шымкентском НПЗ, которые были завершены в сентябре 2018 года, составила 2094,3 млн долларов США (657,9 млрд тенге).

Текущие и недавно завершенные проекты модернизации направлены на улучшение коэффициентов загрузки, прибыльности и качества нефтепродуктов на НПЗ, а также на то, чтобы помочь заводам производить топливо, соответствующее стандартам Евро 4 и Евро 5, и стратегической целью таких проектов является сокращение объемов тяжелых нефтепродуктов, которые сейчас производятся на НПЗ, и увеличить производство более легких продуктов. См. разделы *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной Деятельности - Капитальные затраты»*, *«ПНХЗ»*, *«Атырауский НПЗ»* и *«Шымкентский НПЗ»*.

После завершения текущих и недавних проектов модернизации Компания ожидает снижения объемов капитальных затрат по трем НПЗ по сравнению с предыдущими годами, при этом, основная часть капитальных затрат должна быть связана с ремонтом и обслуживанием, а не модернизацией или расширением.

ПНХЗ

В августе 2009 года КМГ-ПМ приобрела 100,0%-ную долю участия в ТОО «Refinery Company RT» (Рефайнери Компани РТ) («Refinery Company RT»), которому в то время принадлежали все активы ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» вместе с 25,1%-ной долей участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», владеющем лицензией на эксплуатацию ПНХЗ (остальная 74,9%-ная доля в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» принадлежала непосредственно КМГ-ПМ). Refinery Company RT сдал в лизинг активы ПНХЗ в пользу ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», которое и осуществляло эксплуатацию ПНХЗ. В апреле 2013 года произошло присоединение Refinery Company RT к ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (организация-правопреемник). После слияния КМГ-ПМ с Компанией, по состоянию на 31 декабря 2019 года Компания владеет 100%-ной долей участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод».

Построенный в 1978 году ПНХЗ расположен в г. Павлодаре в Павлодарской области на северо-востоке Казахстана в 100 км от границы с Россией и подключен к трубопроводу Омск-Павлодар-Шымкент. ПНХЗ имеет установку каталитического крекинга и грануляции серы. Вся нефть, поступающая на ПНХЗ, добывается на месторождениях Западной Сибири и транспортируется до НПЗ через трубопроводные системы ПАО «Транснефть» и КТО и хранится в связанных нефтехранилищах, расположенных в непосредственной близости от НПЗ. В результате недавней реконструкции появилась возможность использовать порядка 0,5% от общей мощности ПНХЗ для переработки сырой нефти из других источников, помимо сырой нефти с Западной Сибири. Доля нефти, поставляемой не из Сибири, ограничена по причине высокого содержания в ней серы, что снижает качество продуктов нефтепереработки.

ПНХЗ является самым крупным и наиболее развитым в техническом отношении из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане и имеет проектную перерабатывающую мощность в 6,0 млн тонн сырой нефти в год. В 2019 году на заводе было произведено 5,3 млн тонн нефтепродуктов, что составляет 31,2% от общего объема нефти, переработанного в Казахстане в 2019 году. Кроме того, на ПНХЗ было произведено 30,5% бензина, 35,8% дизельного топлива и 23,8% мазута от общих объемов, произведенных в Казахстане в 2019 году. ПНХЗ имеет индекс Нельсона 11.

ПНХЗ устанавливал тарифы в размере 16,417 тенге за тонну с августа 2017 года, 17,250 тенге за

тонну с января 2018 года, 19,805 тенге за тонну с января 2019 года и 20,904 тенге за тонну с января 2020 года.

В июне 2017 года ПНХЗ заключил договор на покупку и поставку водорода и пара с ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы», совместным предприятием КМГ-ПМ (ныне Компании) и Air Liquide Eastern Europe. В соответствии с этим договором ПНХЗ будет покупать и отводить произведенный и утилизированный водород в течение пятнадцати лет по ежемесячной цене покупки от 171 млн тенге до 595 млн тенге.

В период с 2009 года Компания реализовала ряд проектов по разработке ТЭО и строительству, основной целью которых являлась модернизация ПНХЗ для производства транспортного топлива, отвечающего стандарту Евро 5 путем строительства новых установок, а также модернизации существующих. Проект модернизации был успешно завершен в декабре 2017 года и включал в себя разработку: (i) устройства изомеризации, позволяющего производить высокооктановые компоненты коммерческого бензина из низкооктановых фракций сырой нефти; (ii) нафтаотгонной колонны, отделяющей легкие фракции нефти от тяжелых для дальнейшей изомеризации и реформинга; (iii) установки извлечения серы и очистки хвостовых газов для переработки кислого газа; (iv) установки отпарки кислой воды для обработки входящих сточных вод из нефтеперерабатывающих установок; и (v) установки регенерации амина для регенерации амина от перерабатывающих узлов. Проект позволил ПНХЗ повысить объем поставок высококачественных нефтепродуктов на рынок и конкурировать с нефтяными компаниями в СНГ и других странах. По завершении проекта модернизации было возобновлено производство авиационного топлива на ПНХЗ в 2018 году (впервые с 2015 года) после получения соответствующих лицензий. Общая стоимость проекта модернизации составила 895,5 млн долларов США (252,1 млрд тенге).

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, произведенных на ПНХЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
		<i>(тыс. тонн)</i>	
Светлые ⁽¹⁾	3 271	3 243	2 695
Темные ⁽²⁾	898	1 007	973
Прочие	576	605	594
Итого	4 746	4 855	4 262

Примечания:

- (1) Включает бензин, дизельное топливо и авиационное топливо.
- (2) Включает мазут, вакуумный газойль и битум.

Атырауский НПЗ

По состоянию на 31 декабря 2019 года Компания владела 99,53% капитала ТОО «Атырауский НПЗ», которому принадлежит Атырауский НПЗ.

Атырауский НПЗ расположен в центре крупного региона добычи углеводородного сырья в Западном Казахстане и подключен к трубопроводу Узень-Атырау-Самара. Атырауский НПЗ, построенный в 1945 году, является старейшим из 3 действующих НПЗ Казахстана. В результате реализации программы по модернизации проектная мощность переработки Атырауского НПЗ составляет 5,5 млн тонн сырой нефти в год. Атырауский НПЗ имеет индекс Нельсона 14.

В 2019 году Атырауский НПЗ переработал 5,4 млн тонн сырой нефти, что составило 31,8% от общих объемов нефти, переработанной в Казахстане за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. Кроме того, Атырауский НПЗ произвел 26,8% бензина, 32,4% дизельного топлива и 49,7% мазута от всех объемов, произведенных в Казахстане в 2019 году. В 2019 году Атырауский НПЗ произвел всего 4,8 млн тонн переработанных нефтепродуктов. Атырауский НПЗ установил тариф в размере 41 466 тенге за тонну с января 2020 года (повышение по сравнению с тарифом 37 436 тенге за тонну, действовавшим с января 2019 года).

В декабре 2017 года был завершен проект модернизации по строительству комплекса по производству ароматических углеводородов и более глубокой переработке нефти на базе

Атырауского НПЗ и строительству установки каталитического реформинга, установок по производству бензола и параксилола, а также внеплощадочных сооружений. Общая стоимость работ составила 2051,1 млн долларов США (589,9 млрд тенге). Помимо того, что проект позволил производить до 132 000 тонн бензола и до 497 000 тонн параксилола в год, он также позволил производить на Атырауском НПЗ бензин и дизельное топливо по стандарту Евро 4. Комплекс по более глубокой переработке нефти имеет производительность до 2,4 млн тонн, позволяет использовать оставшиеся запасы тяжелой нефти более рациональным способом и должен способствовать повышению производства моторного топлива, бензина, дизельного и авиационного топлива. Строительство комплекса по более глубокой переработке нефти также повысило глубину переработки нефти для обеспечения возможности производства бензина и дизельного топлива в соответствии со стандартом Евро 5. Также ожидается, что вследствие внедрения передовой техники и автоматизированных процессов на Атырауском НПЗ в рамках проекта модернизации в будущем снизится уровень выбросов и количество ошибок, связанных с человеческим фактором.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
		<i>(тыс. тонн)</i>	
Светлые ⁽¹⁾	2 850	2 691	2 020
Темные ⁽²⁾	1 580	1 589	2 236
Продукты нефтехимии ⁽³⁾	145	32	8
Прочее	277	430	217
Итого	4 852	4 742	4 481

Примечания:

- (1) Включает бензин, дизельное топливо и авиационное топливо.
- (2) Включает мазут, вакуумный газойль и битум.
- (3) Включает бензол и параксилон.

Шымкентский НПЗ

Шымкентский НПЗ расположен в Южном Казахстане и был введен в эксплуатацию в 1985 году. Большинство поставок нефтепродуктов и сырой нефти на Шымкентский НПЗ осуществляется по железной дороге в цистернах, предоставляемых государственной железнодорожной компанией или третьими лицами. Основным источником поставок сырой нефти на Шымкентский НПЗ являются месторождение Кумколь и месторождения Западной Сибири.

В июле 2007 года КМГ-ПМ приобрел косвенную 49,72%-ную долю участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (которая принадлежит Компании), которое в свою очередь является собственником Шымкентского НПЗ (через Valsera Holdings B.V). Остальная доля участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» принадлежит CNPC. Проектная перерабатывающая мощность Шымкентского НПЗ составляла 6,0 млн тонн сырой нефти в год, а фактическая перерабатывающая мощность - 5,2 млн тонн сырой нефти в год.

В 2019 году на Шымкентском НПЗ было переработано 5,4 млн тонн сырой нефти, что составляло 31,8% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за 2019 год. Сырая нефть, перерабатываемая на Шымкентском НПЗ, поставляется партнерами Компании по совместным предприятиям. Поэтому, невзирая на то, что Компания имеет право на доходы от эксплуатации Шымкентского НПЗ, никакие объемы перерабатываемой на нем сырой нефти не относятся на счет Компании.

Кроме того, на Шымкентском НПЗ было произведено 42,7% от общих объемов бензина, 31,8% от общих объемов дизельного топлива и 26,5% от общих объемов мазута, произведенного в Казахстане в 2019 году. Шымкентский НПЗ имеет индекс Нельсона 8.

Шымкентский НПЗ установил тариф в размере 28 059 тенге за тонну с октября 2019 года, по сравнению с тарифом в размере 24 750 тенге за тонну, действовавшим с июня 2019 года, и тарифом в размере 22 500 тенге за тонну, действовавшим с июля 2018 года.

Был завершен проект модернизации Шымкентского НПЗ, который имел две основные цели: (i) повышение фактической мощности переработки до 6,0 млн тонн сырой нефти в год; и (ii) улучшение глубины переработки и достижение соответствия стандартам Евро 4 и Евро 5. В июне 2017 года на НПЗ была введена в эксплуатацию установка изомеризации легкой бензиновой фракции с блоком предварительной гидроочистки сырья, с помощью которых была получена первая партия сертифицированного бензина по стандартам Евро 4 и Евро 5. Это ознаменовало завершение первого этапа проекта модернизации Шымкентского НПЗ. Второй этап проекта (предусматривающий увеличение фактической мощности переработки до 6,0 млн тонн) был завершен в сентябре 2018 года. Общая стоимость проекта модернизации Шымкентского НПЗ составила 2094,3 млн долларов США (675,9 млрд тенге).

Более подробно о финансировании проекта модернизации смотрите в разделе «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной Деятельности - Долговые обязательства - Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

В таблице ниже представлены хронологические данные по ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые были произведены Шымкентским НПЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Светлые ⁽¹⁾	1 881	1 422	1 258
Темные ⁽²⁾	447	644	887
Прочие	148	85	49
Итого	2 476	2 151	2 195

Примечания:

- (1) Включает бензин, дизельное топливо и авиационное топливо.
(2) Включает мазут, вакуумный газойль и битум.

НПЗ Caspibitum

НПЗ Caspibitum находится в Казахстане и был введен в эксплуатацию в 2013 году.

В 2015 году Группа приобрела 50% долю в НПЗ Caspibitum, оставшиеся 50% принадлежат CITIC. Проектная мощность НПЗ «Каспибитум» составляет 1,0 млн тонн сырой нефти в год.

НПЗ Caspibitum произвел 438 тыс. тонн нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 405 тыс. тонн нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, и 353 тыс. тонн нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2017 года (в каждом случае – нетто для Компании).

Реализация и распространение переработанных нефтепродуктов

В таблицах ниже показан ассортимент продукции и соответствующая доля Компании на внутреннем рынке в указанные периоды:

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2019 г.		
	Произведено	КМГ	Рыночная доля
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин	4 473	789	18
Авиационное топливо	634	85	13
Дизельное топливо	4 778	1 028	22
Мазут	2 486	188	8
Итого	12 371	2 090	17

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2018 г.		
	Произведено	КМГ	Рыночная доля
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Бензин	3 954	701	18

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2018 г.		
	Произведено	КМГ	Рыночная доля
	(тыс. тонн)		%
Авиационное топливо	389	34	9
Дизельное топливо	4 436	954	22
Мазут	2 600	192	7
Итого	11 379	1 881	17

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2017 г.		
	Произведено	КМГ-ПМ	Рыночная доля ⁽¹⁾
	(тыс. тонн)		%
Бензин	2 951,6	534,9	18,1
Авиационное топливо	303,3	55,0	18,1
Дизельное топливо	3 979,2	658,8	16,6
Мазут	3 050,5	155,0	5,0
Итого	10 284,6	1 403,7	13,6

KMG International

В марте 2014 года совет директоров Rompetrol Group N.V. изменил наименование этой компании на KazMunayGas International N.V. согласно стратегии Компании по продвижению единого бренда в рамках всей Группы. KazMunayGas International N.V. владеет и управляет (помимо других организаций) НПЗ «Петромидия», собственником которого является его 54,6%-ное дочернее предприятие Rompetrol Rafinare (по состоянию на 31 декабря 2019 года оставшиеся 44,7% и 0,7% доли участия находятся в собственности правительства Румынии и широкого круга акционеров, соответственно), и НПЗ «Вега», а также сеть заправок станций.

В декабре 2017 года КМГ-ПМ был объединен с Компанией и соответственно, по состоянию на 31 декабря 2017 года Компания являлась 100%-ным прямым собственником KMG International.

НПЗ «Петромидия»

НПЗ «Петромидия» был построен в период 1974-1979 гг. Проектная мощность НПЗ «Петромидия» составляет 6,0 млн тонн сырой нефти в год. В 2019 году KMG International произвел 6,3 млн тонн нефтепродуктов на НПЗ «Петромидия», достигнув использования проектной мощности переработки на 97,5%.

НПЗ «Петромидия» перерабатывает различные сорта сырой нефти с высоким содержанием серы и плотностью по классификации API. Сырую нефть, перерабатываемую на НПЗ «Петромидия», получают в порту Мидия, принадлежащем компании KMG International, который может принимать суда грузоподъемностью до 24 000 тонн, или через более крупный порт Констанца, к которому НПЗ «Петромидия» подсоединен посредством трубопровода протяженностью 40 км. НПЗ «Петромидия» имеет собственный складской терминал, на котором имеется 40 сливных и наливных эстакад и автомобильных погрузочных эстакад. НПЗ «Петромидия» производит различные типы автомобильного горючего (бензин, дизельное топливо и СГ) и авиационное топливо А-1. Продукция НПЗ «Петромидия» соответствует европейским стандартам качества и природоохранным требованиям к такой продукции. НПЗ «Петромидия» имеет индекс Нельсона 11.

В Румынии нефтепродукты НПЗ «Петромидия» продаются через распределительную сеть KMG International и оптово-розничные сети третьих лиц. НПЗ «Петромидия» экспортирует нефтепродукты в Украину, Молдову, Болгарию, Турцию, Грузию, Венгрию, Хорватию, Боснию, Сербию и Западную Европу.

В таблице ниже представлены хронологические данные по ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые были произведены НПЗ «Петромидия» в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	(тыс. тонн)		
Бензин.....	1 610,0	1 567,1	1 461,9
Дизельное топливо	2 925,9	2 754,7	2 738,5
Авиационное топливо	405,8	316,7	250,7
Мазут.....	189,7	157,7	140,1
Прочие продукты.....	1 040,7	991,8	938,6
Итого.....	6 172,1	5 788,1	5 529,9

НПЗ «Вега»

НПЗ «Вега», который принадлежит KMG International, расположен в Плоешти, небольшом городке, находящемся неподалеку от Бухареста (Румыния). Он был построен в 1905 году и модернизирован в период 1970-1980 годы. Проектная мощность переработки НПЗ «Вега» составляет 0,5 млн тонн в год. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, общий объем производства НПЗ «Вега» составил 0,4 млн тонн переработанных нефтепродуктов.

НПЗ «Вега» использует побочные продукты других перерабатывающих заводов региона в качестве сырья и специализируется на переработке альтернативных сырьевых материалов (нафта, переработанный РС, фракции С5-С6, другие фракции нефти и мазут) и производстве экологических растворителей, асфальта для специального использования, экологически чистого топлива для обогрева и прочей специализированной продукции. НПЗ «Вега» имеет установки атмосферной и вакуумной перегонки сырой нефти и установки переработки альтернативного сырья.

Перечень продукции, выпускаемой НПЗ «Вега», включает растворитель для полимеризации - обычный гексан, экологические нефтяные растворители, прочие нефтепродукты, такие как бензин, нафта, лаковый бензин и нефтепродукты (топочный мазут), легкое жидкое горючее, битум.

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ «Вега» в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
	(тыс. тонн)		
Особый бензин (растворитель) и иной бензин	41,3	43,5	41,0
Лаковый бензин.....	4,6	4,1	5,1
Газойль.....	91,9	84,5	79,5
Тяжелое топливо	138,9	120,6	107,7
Мазут.....	32,3	33,9	24,5
Битум	119,8	101,7	96,4
Прочие продукты	12,3	8,8	10,4
Итого.....	441,2	397,1	364,6

Розничная сеть

Компания KMG International продает полный ассортимент нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, сжиженный газ и топочный мазут как на внутреннем рынке в Румынии, так и в Восточной Европе, Франции и Испании. По состоянию на 31 декабря 2019 года KMG International владел и эксплуатировал 1208 распределительных пунктов, включая 271 АЗС и 693 пункта продаж в Румынии, 101 АЗС и пунктов продаж в Грузии, 56 в Болгарии и 87 в Молдове. На 31 декабря 2019 года доля рынка KMG International в Молдове, Грузии и Болгарии приблизительно составляла 24%, 19,5% и 3%, соответственно. Филиалы KMG International в Болгарии, Молдове и Грузии продали более 3,5 млн тонн топлива в период с 2014 по 2019 гг., увеличив в 2019 году объемы продаж на 5,5% по сравнению с уровнем 2018 года.

Сбыт и маркетинг нефтепродуктов в Румынии осуществляется через различные компании, контролируемые KMG International, включая Rompetrol Downstream, Rom Oil SA (оптово-розничная продажа бензина и дизтоплива), Romcalor SA и Rompetrol Gas SRL (оптово-розничная продажа сжиженного газа) в Румынии, а в Восточной Европе - через Vector Energy AG. Продажей продукции НПЗ «Петромидия» в Румынии в основном занимается Rompetrol Downstream, которая продала 2 111 тыс. тонн нефтепродуктов в 2019 году. По состоянию на 31 декабря 2019 года сбытовая сеть

компании в Румынии, Грузии, Болгарии и Молдове состояла из 614 автозаправочных станций.

Основные потребители нефти и нефтепродуктов

Экспорт нефти

Нефтедобывающие дочерние предприятия Группы АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз» и ТОО «Казахтуркмунай» продают нефть на экспорт исключительно системному трейдеру Группы, KMG Trading AG, которая является 100%-ной дочерним предприятием Компании.

Совместные предприятия Группы АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», АО «ПетроКазахстан Инк» и ТОО «Казахойл Актобе» экспортируют нефть различным участникам международного нефтяного рынка (в Европе и Китае), включая крупных международных трейдеров, а также KMG Trading AG.

Крупнейшие месторождения Группы ТШО, Кашаган и Карачаганак (которые действуют независимо от Компании) экспортируют нефть различным покупателям, действующим на международном нефтяном рынке. В 2016 и 2017 гг. Группа была стороной договоров о предварительной продаже нефти с Vitol, в соответствии с которыми объемы нефти, относимые на Компанию на Тенгизском месторождении и Кашагане, продавались Vitol.

Основным покупателем экспортируемых нефтепродуктов Группы является международный трейдер Vitol. Продажа Vitol осуществляется на условиях 100% предоплаты по рыночным ценам на условиях FCA НПЗ.

Внутренний рынок

Нефтедобывающие дочерние предприятия Группы АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз» и ТОО «Казахтуркмунай» продают нефть на внутренний рынок исключительно Компании в рамках соответствующей схемы переработки нефти. Компания перерабатывает нефть, купленную у ее 100%-ных нефтедобывающих дочерних предприятий по цене, равной сумме стоимости нефти и ее транспортировки на Атырауский НПЗ или ПНХЗ. Нефтепродукты, полученные в результате деятельности нефтедобывающих организаций, реализуются на внутреннем рынке оптовым покупателям, в основном:

- ТОО «КазМунайГаз-Аэро» - 100%-ному дочернему предприятию Компании (являющемуся, согласно Постановлению Республики Казахстан № 1304 от 12 декабря 2014 года, единым оператором по поставке нефтепродуктов для Вооруженных Сил Республики Казахстан, Пограничной службы Комитета национальной безопасности Республики Казахстан, Национальной гвардии Республики Казахстан, уполномоченного органа в области гражданской защиты, уполномоченного органа в области государственных материальных резервов: автомобильный бензин, дизельное топливо, мазут, авиационное топливо); и
- С апреля 2019 года – через одну из крупнейших бензозаправочных сетей в Республике Казахстан, насчитывающую более 340 АЗС, осуществляет розничную продажу бензина и дизельного топлива на всей территории Республики Казахстан.

Совместные предприятия Группы АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», АО «ПетроКазахстан Инк» и ТОО «Казахойл Актобе» не продают нефть в рамках схемы переработки нефти при продаже нефти на внутренний рынок Казахстана. Они продают 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» и ТОО «Petroleum Operating».

Договоры доверительного управления в нефтехимических проектах

В 2007 году Казахстан инициировал создание нефтехимического кластера в Атырауской области и строительство интегрированного газохимического комплекса.

В рамках такого комплекса в 2021 году планируется построить завод по производству

полипропилена производственной мощностью 500 000 тонн в год через Товарищество с ограниченной ответственностью «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» (Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк.) («КПИ»).

Второй этап предполагает строительство завода по производству полиэтилена производственной мощностью 1 250 000 тонн в год через ТОО «KLPE» («KLPE») и ТОО «Силлено» («Силлено») к 2026 году.

Правительство имеет косвенные доли в КПИ, KLPE и Силлено через ТОО «ОХК» («ОХК») (100%-ное дочернее предприятие «Самрук-Казына»), которому, в свою очередь, принадлежат, соответственно, 99%, 99,90653% и 49,9% доли участия в уставном капитале указанных компаний. На дату настоящего Базового проспекта Borealis A.G. формально владеет контрольным пакетом акций Силлено, но недавно было объявлено, что она выйдет из проекта. В июне 2018 года ОХК передала в доверительное управление Компании всю свою долю участия в уставном капитале КПИ сроком на 5 лет. Затем, в июне 2019 года, ОХК передала в доверительное управление Компании все свои доли участия в уставных капиталах KLPE и Силлено сроком на 7 лет.

В рамках договоров доверительного управления (положения которых идентичны для КПИ, KLPE и Силлено) Компания реализует проекты и контролирует строительство заводов. Фактически договоры доверительного управления наделяют Компанию почти всеми правами участника соответствующих компаний с учетом определенных ограничений (например, Компании не разрешается продавать доли участия или создавать обеспечительные интересы в их отношении, голосовать по определенным значимым вопросам и т.д.). Компания также заключила трехсторонние соглашения о распределении ответственности с «Самрук-Казына» и ОХК в отношении управления проектами. Ответственность Компании ограничивается вознаграждением, которое она получает за свои услуги доверительного управления.

Конкуренция

Разведка и добыча

Нефтегазовый сектор Казахстана предоставляет привлекательные инвестиционные возможности для ведущих западных, азиатских и российских нефтегазовых компаний. С момента обретения независимости в 1991 году ряд крупных западных и других нефтяных компаний осуществляют инвестиции в казахстанский нефтегазовый сектор. В последние годы основным конкурентом по разведке и добыче стал Китай, который увеличил свое присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана путем приобретения ряда нефтедобывающих фирм, а также учреждения вместе с Компанией нескольких значительных совместных предприятий. Среди прочих, эти совместные предприятия включают: (i) РКН - нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CCEL - совместное предприятие с CITIC Resources Holding Limited; (iii) КСР - совместное предприятие КТО с China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, учрежденная для строительства и эксплуатации Трубопровода ККТ; (iv) АГП - совместная компания КТГ с CNPC (действующего через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited), учрежденная для строительства газопровода Туркменистан-Китай, проходящего через Казахстан, по которому транспортируется газ из других республик Центральной Азии в главные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай; (v) ГБШ, совместное предприятие между КТГ и CNPC для строительства и эксплуатации Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент; (vi) ММГ, нефтедобывающая компания, которой владеет Mangistau Investments B.V., совместное предприятие с CNPC E&D с равным долевым участием; и (vii) МунайГас - оператор трубопровода Кенкияк-Атырау, в котором 49,0% долевого участия принадлежит CNPC Exploration and Development Company Ltd. В Казахстане в настоящее время примерно 40 нефтедобывающих компаний с китайским участием и примерно 40% сырой нефти, добытой в Казахстане, производится компаниями с китайским участием. За последние годы также наблюдается возросший интерес, в частности в Западном Казахстане, со стороны ряда менее крупных компаний, которых привлекают возможности освоения и существующая в регионе инфраструктура. Компаний из этой однородной по составу группы включают: Arawak Energy Limited, BMB Munay Inc., CanArgo Energy Corporation, Caspian Holdings PLC, ТОО «Емир-Ойл», АО «Каспий Нефть», Nostrum Oil & Gas PLC и Victoria Oil & Gas PLC.

Компания не предвидит конкуренции в освоении запасов со стороны региональных и международных нефтегазовых компаний, поскольку Компания является бенефициаром приоритетного права государства на приобретение участия в Контрактах на недропользование.

Транспортировка

Казахстан занимает благоприятное географическое положение, являясь страной транзита между основными газодобывающими странами, такими как Туркменистан, Узбекистан и Россия, с одной стороны, и крупными центрами газопотребления в Центральной и Западной Европе. ИЦА является монопольным оператором газотранспортной системы Казахстана и, следовательно, не имеет конкурентов в сфере международного транзита или внутренней транспортировки газа. Тем не менее, в будущем ИЦА может столкнуться с конкурентами из-за рубежа. Среди возможных будущих конкурентов - Транскаспийский газопровод, источники газа для которого пока еще не определены и, следовательно, их будущее остается неопределенным.

Руководство Компании считает, что вероятность возникновения серьезной конкуренции для ИЦА является достаточно отдаленной в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

Переработка, маркетинг и сбыт

В результате приобретения в августе 2009 года контрольной доли участия ММГ в ПНХЗ, который является крупнейшим и наиболее современным НПЗ в техническом отношении в Казахстане, обслуживающим северный регион Казахстана и прилегающие регионы России, Компания стала собственником крупных или контрольных долей участия во всех трех основных казахстанских НПЗ. Местоположение этих трех НПЗ позволяет Компании поставлять продукцию на внутренний рынок и в случае наличия достаточного количества продукции экспортировать в Европу. Кроме того, через компанию KazMunayGas International N.V. (ранее - Rompetrol Group) Компания косвенно владеет 54,6% долей в НПЗ «Петромидия» в Румынии (по состоянию на 31 декабря 2019 года). См. раздел «Переработка, маркетинг и сбыт - KMG International».

Работники

В таблице ниже показано приблизительное количество работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	На 30 июня		На 31 декабря	
	2020 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.
Разведка и добыча	21 932	22 012	22 200	23 906
Транспортировка нефти и газа	19 602	19 641	19 481	19 086
Прочее (дочерние предприятия).....	23 879	25 097	27 426	29 902
Переработка и маркетинг.....	3 452	3 541	6 449	6 998
КМГ (как холдинговая компания).....	476	647	673	514
Итого	69 341	70 938	76 229	80 406

Профсоюз Компании был основан в сентябре 2007 года. По состоянию на 31 декабря 2020 года в его состав входило шесть членов, являвшихся работниками Компании. Работники некоторых дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза (всего приблизительно 58 000 работников). Компания рассматривает возможность создания Ассоциации профессиональных союзов Компании и ее основных дочерних предприятий.

В настоящее время действует мораторий на принятие новых работников извне Группы в связи с оптимизацией расходов, вызванной пандемией Covid-19.

С 1 января 2017 года в Компании не было никаких существенных забастовок.

Судебные процессы

За исключением изложенного ниже, Компания не участвовала и не участвует ни в каких государственных, юридических или арбитражных разбирательствах, включая любые текущие или потенциальные разбирательства, в течение последних 12 месяцев, предшествующих дате выпуска настоящего Базового проспекта, которые могут оказать или в недавнем прошлом оказали

существенное воздействие на финансовое состояние или рентабельность Компании или ее консолидированных дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, рассматриваемых в целом.

- Продолжается арбитражное разбирательство между Oilfield Exploration Business Solutions, дочерней компанией KMG International N.V., и Национальным агентством минеральных ресурсов Румынии в отношении неисполнения обязательств по разведке на месторождении Фокшани в Румынии. Сумма иска составляет около 20 млн долларов США.
- В отношении ТОО «Казмортрансфлот» продолжается арбитражное разбирательство, инициированное контрагентом в середине 2020 года в связи с предполагаемым нарушением обязательства по контракту. Сумма иска составляет около 15 млн долларов США.
- В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, антимонопольная комиссия Республики Казахстан провела расследование возможного нарушения антимонопольного законодательства на Атырауском НПЗ. По результатам расследования антимонопольная комиссия возбудила административное дело в связи с добавлением услуг третьих лиц на Атырауском НПЗ к контрактам с поставщиками нефти. Атырауский НПЗ обжаловал в суде результаты расследования антимонопольной комиссии. 10 сентября 2020 года суд удовлетворил иск Атырауского НПЗ и признал результаты расследования незаконными. Антимонопольная комиссия вправе обжаловать это решение суда в течение 1 месяца. Административное дело будет рассмотрено антимонопольной комиссией после вступления в законную силу решения суда. Сумма иска составляет около 16 млрд тенге.
- В декабре 2019 года прокуратура Румынии (далее - «ПР») издала распоряжение, согласно которому обвинения, связанные со спорами между правительством Румынии и KMG International, были сняты, в частности, в связи с истечением срока давности. Три истца подали жалобу на вышеуказанное решение ПР. В декабре 2019 года KMG International обжаловала это распоряжение и потребовала прекратить дело по существу, а не в связи с истечением срока давности. В июле 2020 года Верховный суд вынес окончательное решение, согласно которому все жалобы на решение ПР были отклонены как недопустимые и необоснованные.
- По состоянию на 31 декабря 2019 года ТОО «KMG Drilling and Services» («KMG DS»), дочернее предприятие Группы, начислило резерв в размере 90 млн долларов США в связи со спором с консорциумом компаний, включающим ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction». В июле 2020 года KMG DS подписала мировое соглашение с консорциумом. Соответствующая сумма существенно не изменилась и составила 90,4 млн долларов США.

Страхование

Компания запустила единую корпоративную программу страхования («Программа страхования») в 2001 году и внесла в нее определенные изменения в 2007 году. Условия Программы страхования аналогичны общепринятым в нефтегазовой отрасли и скорректированы с учетом конкретной деятельности Компании. Программа страхования включена в корпоративную программу страхования «Самрук-Казына» и регулируется правилами и политикой обеспечения страхового покрытия, которая применяется к дочерним предприятиям в рамках группы компаний «Самрук-Казына».

Программа страхования охватывает страхование гражданско-правовой ответственности за нарушение законодательства в области охраны окружающей среды, гражданско-правовой ответственности (включая страхование ответственности работодателя и страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте), а также страхование гражданско-правовой ответственности директоров и должностных лиц. Поскольку страхование рисков прерывания производственного процесса не является широко распространенным в Казахстане, данный вид страхования обеспечивается лишь некоторыми дочерними предприятиями Компании. Программа страхования не включает и Компания соответственно не обеспечивает страхование от рисков причинения экологического ущерба,

вызванного ее производственной деятельностью, случаями саботажа или террористических актов.

По состоянию на 30 июня 2020 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, Атырауский НПЗ, ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», Шымкентский НПЗ и КазМунайТениз. За реализацию Программы страхования и удовлетворение страховых потребностей Компании отвечает ее собственная страховая компания Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd. («KERC»). KERС составляет отчеты по реализации Программы страхования для контролирующих органов Казахстана и для Компании, а также контролирует исполнение заключенных ею договоров перестрахования.

Помимо Программы страхования Компания приобрела дополнительное страховое покрытие на добровольной основе, включающее: (i) страхование имущества, связанного с ее головным офисом, у АО «Страховая компания «Jysan Garant» и (ii) страхование ответственности директоров и должностных лиц у АО «Страховая компания «Халык».

Компания поддерживает в силе обязательное страхование своих работников от несчастных случаев, связанных с их трудовыми обязанностями. Компания также поддерживает в силе следующие виды обязательного страхования: (i) экологическое страхование, (ii) страхование транспортных средств и (iii) страхование ответственности собственников определенных объектов.

См. раздел «Факторы риска - Факторы риска, связанные с Деятельностью Компании - Страховое покрытие Компании может быть недостаточным для покрытия убытков от возможных эксплуатационных опасностей и непредвиденного прерывания деятельности».

Информационные технологии

Управление деятельностью Компании в сфере информационных технологий («ИТ») осуществляет Департамент ИТ, выполняющий следующие функции: разработка и реализация программы развития ИТ, разработка технических требований к проектам по ИТ, контроль над внедрением и использованием информационных систем, обеспечение бесперебойного функционирования информационной и телекоммуникационной инфраструктуры Компании. В рамках своей корпоративной реорганизации Компания сейчас находится в процессе интеграции систем ИТ и операционных данных всех дочерних предприятий Компании в одну централизованную сеть ИТ.

В настоящее время у Компании нет отдельного центра по чрезвычайным ситуациям или удаленного сервера, расположенного вне ее основных административных помещений. В рамках текущих трансформационных проектов Компания использует арендованную компьютерную инфраструктуру, включая услуги виртуального хранения данных для их удаленного хранения.

Системы управления информационной безопасностью Компании сертифицированы в соответствии со стандартами ISO 27001. В рамках трансформационных проектов Компании были осуществлены мероприятия по повышению безопасности управления ИТ системами и информацией, а также по стимулированию централизации. В связи с этим в Компании был создан отдел кибербезопасности, в обязанности которого входит обеспечение предупреждения и предотвращения преступлений в сфере компьютерной информации.

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Производственная деятельность Компании регулируется нормативными правовыми актами и другими требованиями РК по охране окружающей среды, здоровья и производственной безопасности, применимыми к нефтегазовым компаниям («Природоохранное законодательство»). Контракты на недропользование, заключенные Компанией, требуют, чтобы все операции по недропользованию проводились в соответствии с Природоохранным законодательством. См. раздел «Деятельность - Разведка и добыча - Контракты на недропользование».

В соответствии со ст.ст. 68 и 69 Экологического кодекса Казахстана («Экологический кодекс»), Компания также обязана получить экологическое разрешение, предусматривающее определенные уровни допустимого экологического загрязнения. На Компанию распространяются ограничения по атмосферным выбросам, водопользованию и сбросу сточных вод, утилизации отходов, воздействию на дикую природу, использованию и рекультивации земель.

Государственные органы проводят регулярные проверки. На основании заключений, подготовленных в результате таких проверок, Компания должна предпринять меры по устранению нарушений Природоохранного законодательства.

Компания проводит научно-технологические исследования с целью формирования базовых нормативов и внедрения новых механизмов инжиниринга в области разведки и добычи, предназначенных для снижения уровня опасности нанесения вреда окружающей среде, здоровью людей и производственной безопасности. Компания использует системы, основанные на лучшей практике экологической защиты и сертифицированные в соответствии с требованиями международных стандартов защиты окружающей среды («ISO 14001») и системы управления охраной труда и промышленной безопасностью («OHSAS 18001»). С 2006 года Компания получала сертификаты ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности и соблюдала соответствующие требования. Ежегодная независимая экологическая проверка Компании обычно подтверждала, что системы промышленной и экологической безопасности Компании соответствуют требованиям ISO 14001.

В соответствии со ст. 81 Экологического кодекса, экологический аудит может быть обязательным и инициативным. До настоящего времени дочерние предприятия и аффилированные лица Компании проводили экологический аудит на инициативной основе без выявления каких-либо значительных нарушений или происшествий с экологическими последствиями и без возбуждения судебных или административных производств по результатам экологического аудита.

Помимо соблюдения казахстанского законодательства, Компания ввела показатели по охране здоровья и технике безопасности, основанные на лучших отраслевых стандартах для того, чтобы отслеживать свою деятельность, а также ряд инициатив для увеличения прозрачности и информированности в области охраны здоровья и техники безопасности.

Капитальные затраты на охрану окружающей среды

Стратегия Компании до 2028 года включает стратегические инициативы по повышению экологической ответственности, а в 2019 году Компания утвердила новую экологическую политику («**Экологическая политика**»). Экологические приоритеты Компании включают управление выбросами парниковых газов, сокращение факельного сжигания, управление водными ресурсами, управление производственными отходами, мелиорацию земель и повышение энергоэффективности. Руководство Группы проводит политику нулевой терпимости к убыткам и ущербу в результате загрязнения окружающей среды. Например, Экологическая политика затрагивает такие экологические аспекты, как климат, биоразнообразие, обязательства применять дополнительную оценку рисков для экологически ценных участков, рекультивация загрязненных земель и обеспечение целостности трубопроводов.

В 2015 году КМГ поддержал инициативу Всемирного банка GGFR, направленную на достижение нулевого регулярного факельного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) к 2030 году. В рамках реализации вышеуказанной инициативы в 2019 году КМГ утвердил политику 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 направлена на достижение нулевого регулярного факельного сжигания.

Для эффективного управления экологическими рисками Компания постоянно осуществляет мониторинг и стремится улучшить свой подход к управлению природопользованием, а также выделяет необходимые ресурсы на охрану окружающей среды. Затраты на охрану окружающей среды включают, среди прочего, налоги на разрешенные выбросы, расходы на проведение природоохранных мероприятий, страхование, компенсационные меры по охране окружающей среды и инвестиции для предотвращения воздействия на окружающую среду.

Затраты Компании на охрану окружающей среды в 2019 году составили 18,8 млрд тенге, что на 2,4 млрд тенге больше экологических затрат в размере 16,6 млрд тенге в 2018 году (и больше 17,6 млрд тенге в 2017 году). Увеличение было в первую очередь связано с увеличением бюджета на переработку отходов предшествующих периодов и рекультивацию загрязненных земель, а также с увеличением инвестиций в переработку отходов с 2015 года (при этом такие инвестиции составляют более трети всех экологических затрат), частично компенсируемым за счет уменьшения выплат за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Воздействие производственной деятельности на окружающую среду

Существенная экологическая ответственность Компании возникает в связи с требованием о восстановлении исторически загрязненных земель. Эти обязательства включают около трех миллионов тонн унаследованных отходов, связанных с исторически загрязненной землей. В этом отношении Компания подписала Меморандум о взаимопонимании с местными государственными органами о сокращении и реабилитации таких унаследованных отходов к 2021 году и в настоящее время находится в процессе его осуществления.

Выбросы в атмосферу

В соответствии с Природоохранным законодательством Компания, включая РД КМГ и ТШО, обязана подавать в Министерство экологии, геологии и природных ресурсов («МЭГПР») заявку на получение экологического разрешения, дающего право на выброс регламентированных веществ в окружающую среду до определенного допустимого уровня за определенную плату. В таком разрешении, за получением которого необходимо обращаться ежегодно, указываются максимально допустимые нормы атмосферных выбросов, сброса сточных вод, сброса или утилизации бытовых и промышленных отходов Компании. В случае, если установленные лимиты сброса загрязняющих веществ и сточных вод превышают допустимый уровень, начисляются штрафы за загрязнение окружающей среды. Общие платежи Компании, включая штрафы, составили 226 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года. За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, некоторые штрафы и пени, понесенные ранее Компанией, были отменены, что привело к признанию средств в размере 481 млн тенге. Данные штрафы равны выплаченным пеням, кроме штрафов за сжигание сернистого газа в факелах без разрешения. Ставки по экологическим штрафам и пени в прошлом повышались, и Компания ожидает, что штрафы и платежи за атмосферные выбросы будут начисляться и в будущем.

Сжигание газа в факелах является одним из методов его утилизации. Сжигание в факелах сырого газа запрещено, за исключением определенных ситуаций, включая: (а) если существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, угрозы для жизни работников или здоровья населения или для окружающей среды либо такая ситуация или угроза уже возникла, (б) в процессе испытания оборудования скважины (с) при осуществлении пробной эксплуатации в отношении залежи; и (д) если сжигание осуществляется в силу технологической необходимости. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС (функции которого в настоящее время выполняет МЭГПР) ранее приостановило будущие санкции за нарушение запрета на факельное сжигание для недропользователей, осуществляющих свою деятельность по Контрактам на недропользование, которые были подписаны до декабря 2004 года, и чья программа использования газа была утверждена: (х) государственным органом до 1 декабря 2004 года или (у) компетентными органами и МООС. Программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у

следующих дочерних предприятий и совместных предприятий Компании: ТШО, КСКП, «Казгермунай», ММГ, КРО, ТОО «Казхатуркмунай», Казахойл Актобе, «Эмбаунайгаз», «Каражанбасмунай».

В рамках усилий Компании по сокращению своих выбросов в атмосферу Компания осуществляет программу пересмотра использования газа на своих месторождениях, с целью превращения газа от добычи нефти в газ, используемый на электростанциях. По состоянию на 31 декабря 2019 года показатель утилизации газа Компанией составлял приблизительно 97%. По состоянию на 31 декабря 2019 года показатель интенсивности сжигания газа Компанией составлял 2,95 тонны на 1000 тонн добытых углеводородов (по сравнению с приблизительно 6 тоннами на 1000 тонн в 2018 году и приблизительно 11 тоннами на 1000 тонн в 2017 году), т.е. был ниже показателя 10,5 тонн на 1000 тонн, установленного Международной ассоциацией производителей нефти и газа.

Очистка и утилизация бытовых и промышленных сточных вод

Бытовые стоки обрабатываются в соответствии с общепринятой международной практикой, которая включает использование базовой обработки и сброса в разные необлицованные испарительные пруды. Промышленные стоки сбрасываются только в облицованные испарительные пруды или закачиваются в скважины захоронения сточных вод. Предварительное разрешение на закачку сточных вод было получено у большинства казахстанских государственных органов. Далее, после окончательного одобрения МООС, определенные предприятия Компании, такие как ТШО, стали включать закачку сточных вод в природоохранные разрешения. В 2018 году Компания приняла корпоративный стандарт управления водными ресурсами, который будет постепенно вводиться в рамках Группы в ближайшие годы. Стандарт устанавливает восемь принципов использования водных ресурсов, систематизирующий подход Группы к управлению водными ресурсами и увеличивающий объем обязательств руководства и работников Компании по сохранению пресной воды. Компания раскрыла информацию по обеспечению безопасности водных ресурсов в своем годовом отчете за 2019 год, а в 2020 году впервые опубликовала ее на платформе Проекта по раскрытию информации о выбросах углерода (Carbon Disclosure Project).

Утилизация твердых бытовых и промышленных отходов

Ряд дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, такие как РД КМГ, имеют значительные объемы загрязненных почв, которые сейчас хранятся на различных площадках. Также имеется целый ряд отстойников и складских площадок, оставшихся с периодов до вступления в силу действующего природоохранного законодательства, в отношении которых необходимо получить природоохранные разрешения. На текущий момент ключевой задачей для Компании является ликвидация существующего загрязнения и очистка загрязненных нефтью участков. В связи с этим были проведены исследования для выявления существующего загрязнения, а также были разработаны планы его ликвидации с учетом специфики каждого участка и региона и климатических условий. Кроме того, 6 августа 2019 года был Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Казахстана и Компания подписали Меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды, направленный на утилизацию и/или переработку отходов, хранящихся в шламонакопителях на ОМГ, и очистку загрязненных нефтью территорий в Мангистауской области. В 2019 году АО «Эмбаунайгаз» рекультивировало загрязненные нефтью территории и очистило 35 га загрязненных нефтью территорий (125 тыс. тонн загрязненной нефтью почвы), а АО «Озенмунайгаз» очистило 200 тыс. тонн загрязненной нефтью почвы из шламонакопителей.

Хранение серы

На месторождениях ТШО высокое содержание сероводорода. См. раздел «Факторы риска - Факторы риска, связанные с Деятельностью Компании - Нефть, Добываемая на некоторых месторождениях Компании, имеет высокое содержание серы, которая производится в больших объемах в качестве побочного продукта, который требует осторожного обращения». В процессе добычи нефти и газа с высоким содержанием сероводорода требуется дополнительная переработка с целью конвертирования сероводорода в свободную серу, которая является полезным продуктом. Свободная сера хранится в комковой форме до момента продажи. ТШО стремится обеспечить хранение комковой серы в соответствии с международной практикой и включает хранение серы в

свои природоохранные разрешения с выплатой соответствующих платежей. Потенциальное воздействие открытого складирования серы на окружающую среду и здоровье людей было изучено различными институтами, выбранными межведомственным координационным советом, в который вошли представители МООС, МЭМР (сейчас Министерство энергетики), Министерства здравоохранения и Министерства чрезвычайных ситуаций. Результаты исследований были представлены на публичном слушании в г. Атырау и прошли экспертизу МООС. Заключение подтверждает, что воздействие открытого складирования серы за пределами непосредственно площадок складирования комковой серы незначительно. В 2008 году ТШО начало продавать серу третьим лицам с целью сокращения объемов складированной серы и, следовательно, уменьшения риска наложения штрафов в связи с хранением серы в будущем. ТШО реализовало 2,5 млн тонн серы третьим лицам в 2017 году, 2,3 млн тонн в 2016 году и 2,7 млн тонн в 2015 году.

В соответствии с изменениями в Экологический кодекс от 13 декабря 2011 года, допустимые объемы хранения серы определяются в природоохранных разрешениях, предоставляемых органами по контролю состояния окружающей среды. С 1 января 2013 года недропользователи, в результате деятельности которых образуются хранилища серы, должны будут представить на рассмотрение программу по снижению объемов накопленной серы вместе с заявлениями на получение природоохранных разрешений.

Использование и рекультивация земли, включая нефтяные амбары и озера

Почва, загрязненная сырой нефтью, перевозится в шламонакопители, имеющие систему дренажа сточных вод, ограждение и водонепроницаемая мембрана. Сама почва, загрязненная сырой нефтью, обрабатывается специальным оборудованием Компании и современным оборудованием сторонних подрядчиков. Запущены дополнительные проекты с целью восстановления дамб на ряде производственных объектов и разработки программы устранения нефтяных амбаров и загрязненных площадок, в том числе с помощью различных биологических методов очистки.

В некоторых случаях МООС согласилось не применять к РД КМГ санкции за загрязнение, которое произошло до создания РД КМГ в марте 2004 года. В решении суда от 2012 года было установлено, что определенные открытые резервуары РД КМГ были выведены из состава месторождений РД КМГ и переданы Правительству в 2015 году.

В соответствии с технологией добычи нефти, преобладавшей во времена СССР, в пределах естественных складок местности формировались или искусственно проектировались на поверхности открытые резервуары хранения накапливаемых водонефтяных фракций для экстренных случаев или для захоронения нефти и водонефтяных фракций. Компания больше не использует открытые резервуары в этих целях и в настоящее время постепенно устраняет их с помощью внешних подрядчиков.

Разливы нефти и химикатов

Дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании имеют разработанные процедуры обеспечения надежности оборудования, предназначенные для оценки и устранения недостатков и предотвращения разливов нефти и химикатов. Как результат, объемы разливов в ходе производственных операций в расчете на тонну продукции постоянно снижаются. В то же время, в качестве меры предосторожности, дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании подготовили планы экстренного реагирования и на постоянной основе проводят учения и тренинги для основного персонала экстренного реагирования.

Инициативы по охране труда и технике безопасности

Политика Группы в отношении охраны труда и техники безопасности основана на лидерстве и приверженности высшего руководства принципам охраны труда и техники безопасности и направлена на вовлечение каждого работника в развитие культуры безопасности. Руководство Компании и ее дочерних и зависимых предприятий проводит политику нулевой терпимости к убыткам и ущербу в результате аварий и инцидентов, злоупотребления алкоголем, наркотиками, психотропными веществами и их эквивалентами, дорожно-транспортных происшествий. Компания

стремится соблюдать как национальное законодательство, так и требования международных и национальных стандартов.

В 2019 году был запущен пилотный проект под названием «Сообщение об аварийной ситуации / карта Коргау», направленный на выявление и устранение небезопасного поведения. Программа «Сообщение об аварийной ситуации / Карта Коргау» будет направлена на выявление небезопасных условий труда. В этой программе будут участвовать работники всех уровней, и она направлена на то, чтобы дать им возможность сообщить о своих опасениях, проблемах и предложениях.

В 2019 году была разработана и в настоящее время реализуется корпоративная кампания КМГ «Профилактика инфарктов и инсультов». Кампания направлена на предотвращение и снижение уровня смертности работников от сердечных заболеваний. Осуществляется контроль и мониторинг реализации инициативы «10 шагов по оздоровлению», «Положения Группы КМГ по оказанию неотложной первой помощи» и «Корпоративного стандарта Группы КМГ по охране здоровья и гигиене труда». Стандарт в первую очередь направлен на установление единых требований к охране здоровья и гигиене труда.

В целях обеспечения оперативного реагирования, предотвращения эскалации возможных кризисных ситуаций, минимизации серьезности последствий и вероятных убытков, если таковые возникнут, была внедрена система управления кризисными ситуациями. В Группе действует трехуровневая система управления, обеспечивающая эскалацию реагирования на инциденты с уровня производственного объекта и дочернего предприятия до уровня стратегического антикризисного управления, осуществляемого корпоративным центром. В 2019 году команда антикризисного управления провела первые учения. Внутреннее обучение системе антикризисного управления проводится в рамках кодексов оценки безопасности.

Показатели охраны труда и техники безопасности

В следующей таблице приведены некоторые ключевые показатели в сфере охраны труда и техники безопасности Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2019 г.	2018 г.	2017 г.
Смертельные случаи на производстве	2	1	5
Смертельные случаи на производстве на 100 млн человеко-часов	1,28	0,65	3,25
Смертельные случаи, не связанные с производством	13	21	26
Травмы с потерей трудоспособности.....	48	49	77
Травмы с потерей трудоспособности на 1 млн человеко-часов	0,31	0,32	0,42
Дорожно-транспортные происшествия	44	66	89
Дорожно-транспортные происшествия на 1 млн пройденных километров.....	0,19	0,29	0,50

В 2019 году коэффициент затрат времени в связи с происшествиями на 100 млн человеко-часов составил 0,31, что на 3% меньше по сравнению с 0,32 в 2018 году (хотя и выше среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа (0,25 в 2018 году)). В 2019 году коэффициент несчастных случаев со смертельным исходом на 100 млн человеко-часов составил 1,28, что на 97% больше по сравнению с 0,65 в 2018 году (и выше среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа (0,31 в 2018 году)). В 2019 году интенсивность факельного сжигания ПНГ составила 2,95 тонны на килотонну добычи углеводородов, что на 51% меньше по сравнению с 6,00 в 2018 году (и ниже среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа (10,5 в 2018 году)). В 2019 году уровень выбросов серы составил 0,2 тонны на килотонну добычи углеводородов, что на 20% меньше по сравнению с 0,25 в 2018 году (для сравнения, средний показатель Международной ассоциации производителей нефти и газа – 0,2 в 2017 году). В 2019 году уровень выбросов нитратов составил 0,21 тонны на килотонну добычи углеводородов, что на 5% больше по сравнению с 0,2 в 2018 году (хотя и ниже среднего показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа (0,37 в 2017 году)).

В августе 2016 года взрыв и пожар во время проведения ремонтных работ на НПЗ «Петромидия» привели к одному смертельному случаю и трем травмам. Данный несчастный случай был расследован в соответствии с политикой Компании в области охраны труда и техники безопасности, и был определен как произошедший в результате человеческой ошибки на нескольких уровнях и несоблюдения применимых руководств по охране труда и технике безопасности. На НПЗ «Петромидия» были приняты меры для сокращения вероятности возникновения подобных случаев в будущем.

РУКОВОДСТВО

Структура руководства Компании представлена ее акционерами, «Самрук-Казына» и НБРК, ее Советом директоров, Правлением и Председателем Правления, последние двое из которых отвечают за руководство повседневной деятельностью Компании.

Акционеры

7 августа 2015 года НБРК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, или 10% плюс одна акция, у «Самрук-Казына». С августа 2015 года доля НБРК была разведена (в результате последующих эмиссий акций) до примерно 9,58% простых акций Компании (по состоянию на 30 июня 2020 года). НБРК заключил с «Самрук-Казына» договор доверительного управления в отношении акций, принадлежащих ему в капитале Компании. Акции НБРК являются акциями с правом голоса.

Акционеры выполняют функции общего собрания акционеров, как предусмотрено Законом об АО, Законом «О Фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2012 года №550-IV в действующей редакции («Закон о Фонде национального благосостояния»), уставом Компании (последняя версия которого была одобрена решением акционеров 22 апреля 2016 года, с поправками от 1 августа 2016 года и 4 ноября 2016 года) и указами Президента и постановлениями Правительства о создании «Самрук-Казына» и его роли и функциях в экономике Казахстана. См. раздел *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами - «Самрук-Казына»*.

Такие функции, среди прочего включают:

- назначение независимых аудиторов Компании;
- утверждение любых увеличений акционерного капитала Компании;
- назначение членов Совета директоров;
- одобрение годовой финансовой отчетности Компании;
- утверждение назначения Председателя Правления);
- одобрение выплаты дивидендов Компанией; и
- одобрение покупки Компанией акций других юридических лиц (в момент создания таких лиц или после него) и участия Компании в совместных предприятиях, если сумма вознаграждения за такое приобретение или участие, выплачиваемая Компанией в денежном или натуральном выражении, превышает 25% от балансовой стоимости активов Компании.

Совет директоров

Совет директоров отвечает за общее управление деятельностью Компании, определяет стратегию и политику Компании и имеет полномочия принимать решения по всем аспектам деятельности Компании, кроме вопросов, прямо отнесенных к компетенции акционеров в соответствии с Законом об АО и уставом Компании (как указано выше). В частности, полномочия Совета директоров включают, среди прочего, следующее:

- одобрение стратегии Компании;
- одобрение политики бухгалтерского учета и налогообложения Компании;
- назначение членов Правления;
- одобрение решений по крупным сделкам (которые определяются Законом об АО как сделки, включающие суммы, большие или равных 25% балансовой стоимости активов компании) и сделки заинтересованных лиц (если контрагент сделки заинтересованной стороны находится в пределах группы «Самрук-Казына», и в этом случае Правление может принять решения относительно таких сделок); а также

- одобрение приобретения Компанией 10% или более акций других юридических лиц.

Члены Совета директоров назначаются решением акционеров на трехлетний срок и не могут быть членами Совета директоров более девяти лет подряд (хотя это ограничение подвергается некоторым исключениям). На дату выпуска настоящего Базового проспекта Совет директоров состоял из семи членов, трое из которых - г-да Уолтон Миллер и Холланд - считаются независимыми директорами.

В состав Совета директоров компании входят следующие лица:

Имя	Дата рождения	Впервые назначен	Срок истечения полномочий	Текущая должность
Уолтон Кристофер Джон	19 июня 1957 г.	2014 г.	2023 г.	Председатель Совета директоров Компании, независимый директор
Айдарбаев Алик Серикович	19 мая 1963 г.	2018 г.	2023 г.	Председатель Правления Компании, член Совета директоров Компании
Миллер Тимоти Глен	13 ноября 1959 г.	2020 г.	2023 г.	Независимый директор, член Совета директоров Компании
Холланд Филип Малькольм Карабалин Узакбай Сулейменович	25 декабря 1954 г.	2020 г.	2023 г.	Независимый директор, член Совета директоров Компании
Саткалиев Алмассадам Майданович.....	14 октября 1947 г.	2016 г.	2023 г.	Представитель «Самрук-Казына», член Совета директоров Компании
Эспина Энтони.....	31 октября 1970 г.	2018 г.	2023 г.	Представитель «Самрук-Казына», член Совета директоров Компании
	27 июня 1948 г.	2019 г.	2023 г.	Представитель «Самрук-Казына», член Совета директоров Компании

Служебным адресом каждого члена Совета директоров и членов его комитетов является юридический адрес Компании: ул. Кунаева 8, Нур-Султан 010000, Казахстан.

Уолтон Кристофер. Является членом Совета директоров Компании с 2014 года и председателем Совета директоров с 2017 года. Г-н Уолтон является членом Британского института директоров и Королевского авиационного общества. Помимо должности Председателя Компании, г-н Уолтон также занимает должность председателя Комитета по аудиту Агентства Соединенного Королевства по надзору за строительством подводного флота и является неисполнительным членом Совета ВМС Соединенного Королевства по разработке и внедрению стратегии военного судостроения. Г-н Уолтон является членом правления Гильдии почетных граждан лондонского Сити. Г-н Уолтон был финансовым директором и главным финансовым директором компании EasyJet Plc и занимал руководящие финансовые и коммерческие должности в авиакомпаниях Qantas, Air New Zealand, Australia Post и Australian Airlines. Также работал в Резерве Австралийской армии. Занимал должность Председателя в компаниях Lothian Buses Plc, Asia Resource Minerals Plc и Goldenport Holdings. Г-н Уолтон также являлся Председателем комитета по аудиту АО «НК «Казахстан темір жолы» и неисполнительным членом Комитета по аудиту и рискам Министерства культуры, средств массовой информации и спорта Соединенного Королевства. Окончил Университет Западной Австралии со степенью бакалавра гуманитарных наук в области политологии, получил степень магистра бизнес- администрирования.

Айдарбаев Алик. Г-н Айдарбаев является членом Совета директоров Компании с 2018 года и председателем Правления Компании с 2018 года. Ранее г-н Айдарбаев был заместителем генерального директора «Самрук-Казына» в 2018 году, генеральным директором РД КМГ с 2011 по 2013 гг., а также управляющим директором по разведке и добыче Компании с апреля по декабрь 2011 года. До этого г-н Айдарбаев был генеральным директором АО «Мангистаумунайгаз» и АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». В 1985 году окончил Казахский политехнический институт имени В.И. Ленина по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Миллер Тимоти Глен. Г-н Миллер является членом Совета директоров компании с 2020 года. Он является опытным руководителем в сфере управления и операций в нефтегазовой отрасли с более чем 39-летним стажем работы по всему миру. Г-н Миллер также является исполнительным директором по Республике Казахстан и старшим советником по глобальным операциям в Integrated Global Services (IGS). Ранее г-н Миллер работал в Chevron Corporation, занимая должность

советника президента операционной компании по бизнес-подразделению «Евразия» с октября 2018 по февраль 2019 гг., управляющего директора бизнес-подразделения «Евразия» с ноября 2015 года по октябрь 2018 года, старшего вице-президента по Восточному Калимантану с августа 2007 года по октябрь 2010 года, странового менеджера по Бразилии с августа 2005 года по август 2007 года и спонсора по управлению с декабря 2003 года по август 2005 года. Г-н Миллер также ранее занимал должность генерального директора ТОО «Тенгизшевройл» с октября 2010 года по ноябрь 2015 года и помощник президента в Saudi Arabian Texaco, Inc., Texaco Exploration and Production с июля 2000 года по декабрь 2003 года.

Холланд Филип Малькольм. Г-н Холланд является членом Совета директоров компании с 2020 года. Филип присоединился к Bechtel Corporation в 1980 году и руководил крупными нефтегазовыми проектами в различных странах мира. В 2004 году он перешел в Shell, где в 2009 году стал исполнительным вице-президентом по проектам переработки и сбыта в недавно созданном подразделении Shell по проектам и технологиям. В 2010 году был назначен директором проекта Shell на втором этапе Кашаганского проекта в Казахстане, а впоследствии - проекта нефтехимии Shell / QP Аль-Караана. С 2013 года он работает в качестве независимого консультанта по управлению проектами.

Карабалин Узакбай. Г-н Карабалин является членом Совета директоров Компании с 2016 года и является представителем «Самрук-Казына». Г-н Карабалин имеет более 20 лет опыта работы в нефтегазовом секторе и занимает ряд научных должностей. Он был Главой лабораторий буровых технологий и буровых жидкостей Казахского Научно-Исследовательского геологоразведочного нефтяного института с 1974 по 1981 годы, прежде чем стал Заместителем директора по науке и исследованиям Казахского Научно-Исследовательского геологоразведочного нефтяного института с 1981 по 1988 годы, Главой Департамента по развитию технического прогресса и глубокого бурения Главной территориальной администрации «Прикаспийгеология» в период с 1988 по 1990 годы и Председателем Гурьевского филиала Казахского политехнического института с 1988 по 1990 годы. Г-н Карабалин был Старшим референтом отдела промышленности Администрации Президента Республики Казахстан и Кабинета Министров Республики Казахстан в период с 1991 по 1992 годы. Затем он занимал позицию Главы Главного департамента нефти и газа Министерства энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан в период с 1992-1994 годы, и Вице-Министра энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан, Вице-Министра нефтегазовой промышленности Республики Казахстан в период с 1994 по 1995 годы Г-н Карабалин был Вице-президентом по корпоративному развитию, Директором по перспективным разработкам и Первым вице-президентом Национальной нефтегазовой компании «Казахойл» в период с 1997 по 2000 годы. Он был Исполняющим обязанности президента Компании в 1999 году и Президентом КТГ в период с 2000 по 2001 годы, прежде чем стал Вице-Министром энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан в период с 2001 по 2003 годы. Г-н Карабалин был Президентом Компании в период с 2003 по 2008 годы. Он также служил Председателем Совета Директоров КТО, АО «НК «Транспорт нефти и газа», ЗАО «НК «КазМунайГаз» и РД КМГ в период с 2006 по 2008 годы, а также в качестве Члена Совета Национальных инвесторов при Президенте Республики Казахстан в период с 2007 по 2008 годы. Г-н Карабалин был исполняющим обязанности Генерального Директора АО «Мангистаумунайгаз» в 2008 году и Генеральным директором АО «Казахстанский институт нефти и газа» в период с 2010 по 2013 годы. Он был Министром нефти и газа Республики Казахстан в период с 2013 по 2014 годы. Г-н Карабалин был Первым Заместителем Министра энергетики Республики Казахстан в период с 2014 по 2016 годы и в настоящее время служит заместителем председателя Ассоциации «KazEnergy», председателем попечительского совета Атырауского университета нефти и газа и членом Совета директоров АО «КИНГ». Г-н Карабалин закончил Московский Институт Нефтяной и Газовой промышленности в 1970 году. Он получил степень Доктора философии в Уфимском Нефтяном Институте в 1985 году.

Саткалиев Алмасадам. Г-н Саткалиев является членом Совета директоров Компании с 2018 года и является представителем «Самрук-Казына». Г-н Саткалиев является руководителем Дирекции по управлению активами «Самрук-Казына». В 2018 году занимал должность заместителя председателя KAZENERGY, Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического сектора, ассоциации юридических лиц. С 2012 по 2018 гг. являлся председателем Правления АО «Самрук-Энерго», а с 2011 по 2012 гг. - Управляющим директором «Самрук-Казына». Ранее занимал следующие должности: председатель Правления; первый вице-президент; председатель Правления

- Президент АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями KEGOC»; вице-министр энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан; директор-руководитель группы компаний KEGOC; директор по управлению активами «Самрук» казахстанского холдинга по управлению государственными активами; первый вице-президент АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC»; финансовый директор, вице-президент по экономике АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC»; вице-президент по экономике, управляющий директор Представительства г. Астана, начальник департамента управления проектами АО «Национальная компания по транспортировке нефти «КазТрансОйл»; менеджер и начальник департамента клиринга ЗАО «Национальная компания по транспортировке нефти «КазТрансОйл»; и директор ТОО «ТаССат». Г-н Саткалиев является членом совета директоров Национальной компании «Казахстан темир жолы», KEGOC, Казахстанской электроэнергетической ассоциации, Всемирного энергетического совета, ассоциации KAZENERGY и других организаций. Окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби, Алматы – механик, математик-прикладник. Также получил степень магистра экономики в Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ, Москва, и окончил Международный институт государственной службы и управления, Кафедра финансов общественного сектора, направление – экономика, программа – финансовая экономика. Имеет степень магистра делового администрирования от Высшей школы бизнеса Назарбаев Университета (программа совместно с Duke University’s Fuqua School of Business) и участвовал в программе Stanford Executive Program.

Эспина Энтони. Г-н Эспина является членом Совета директоров Компании с 2019 года и является представителем «Самрук-Казына». Г-н Эспина начал свою карьеру в качестве программиста, аналитика компьютерных систем, разрабатывающего бизнес-приложения для крупного судостроителя. В 1973 году он начал работу в Arthur Andersen & Co. в качестве аудитора, а в 1982 году стал партнером. Среди его клиентов были крупные банки, страховые компании, компании по управлению фондами и правительство Гонконга. За это время, помимо оказания помощи международным банкам в разработке стратегических ИТ-планов и внедрении банковских систем, он также разработал базу данных по жилью для Управления жилищного хозяйства Гонконга, где проживало более 3 миллионов из 7,5 миллиона населения. В 1986 году он приступил к работе в Deloitte в качестве партнера, отвечающего за консалтинг. Во время работы в Deloitte он был прикомандирован к правительству Гонконга и разработал Центральную систему клиринга и расчетов для фондовой биржи Гонконга. В 1991 году основал собственный бизнес по торговле ценными бумагами и инвестиционному консультированию. В 2012 году он консультировал по вопросам приобретения АТФ Банка, входящего в десятку крупнейших банков Казахстана. Он также являлся независимым неисполнительным директором ЕНПФ, Центрального сберегательного фонда Казахстана. Имеет степень бакалавра бизнеса от Университета Южного Квинсленда.

Комитеты Совета директоров

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту, Комитет по назначениям и вознаграждениям, Комитет по стратегии и управлению портфелем и Комитет по охране труда, производственной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию.

Комитет по аудиту

Комитет по аудиту является консультативным органом Совета директоров, который рассматривает все вопросы, связанные с внутренним и внешним финансовым аудитом, финансовой отчетностью и управлением рисками, а также при необходимости разрабатывает рекомендации для Совета директоров в отношении решений по возникающим вопросам.

На дату настоящего Базового проспекта в состав Комитета по аудиту входят следующие лица:

Имя	Должность
Кристофер Джон Уолтон	Председатель с сентября 2020 г.; член с сентября 2020 г.
Филип Малькольм Холланд	Член с сентября 2020 г.
Тимоти Глен Миллер	Член с сентября 2020 г.

Комитет по назначениям и вознаграждениям

Комитет по стратегиям и инновациям дает Совету директоров рекомендации в отношении общей политики назначения на высшие руководящие должности и по вопросам вознаграждений. Деятельности и рекомендации Комитета по назначениям и вознаграждениям составляют основу для планирования преемственности руководства, осуществляемого Советом директоров и Правлением, и обеспечивают постоянный и объективный контроль в отношении работы членов Правления, корпоративного секретаря и других руководящих работников. Цели деятельности Комитета по назначениям и вознаграждениям также включают обеспечение эффективной кадровой политики, системы выплаты окладов и вознаграждений, социальной поддержки, профессионального развития и обучения должностных лиц и работников Компании.

На дату настоящего Базового проспекта Комитет по стратегиям и инновациям состоял из следующих членов:

<u>Имя</u>	<u>Должность</u>
Филип Малькольм Холланд	Председатель с сентября 2020 года; член с сентября 2020 года
Кристофер Джон Уолтон	Член с августа 2017 года
Энтони Эспина.....	Член с июня 2019 года

Комитет по стратегии и управлению портфелем

Комитет по стратегии и управлению портфелем дает рекомендации Совету директоров в отношении стратегии развития и инвестиционной политики Компании. В компетенцию Комитета по стратегии и управлению портфелем входят рекомендации по повышению инвестиционной привлекательности Компании за счет совершенствования корпоративного управления, рекомендации по финансово-экономическому планированию и инновациям Компании.

На дату настоящего Базового проспекта Комитет по стратегии и управлению портфелем состоит из следующих членов:

<u>Имя</u>	<u>Должность</u>
Филип Малькольм Холланд	Председатель с сентября 2020 года; член с сентября 2020 года
Кристофер Джон Уолтон	Член с августа 2017 года
Узакбай Карабалин.....	Член с августа 2017 года
Тимоти Глен Миллер	Член с сентября 2020 года
Энтони Эспина.....	Член с июня 2019 года

Комитет по охране труда, производственной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию

Комитет по охране труда, производственной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию дает рекомендации Совету директоров в отношении охраны здоровья, обеспечения производственной безопасности и охраны окружающей среды; в отношении того, какие принципы устойчивого развития включить в стратегическое планирование, и социально-экономического роста Компании; в отношении социальных обязательств и инициатив Компании по заключенным ею контрактам на недропользование; в отношении того, как обеспечить непрерывность деятельности Компании; и в отношении экологической эффективности Компании.

На дату настоящего Базового проспекта Комитет по охране труда, производственной безопасности, охране окружающей среды и устойчивому развитию состоит из следующих членов:

<u>Имя</u>	<u>Должность</u>
Тимоти Глен Миллер	Председатель с сентября 2020 года; член с сентября 2020 года
Кристофер Джон Уолтон	Член с июня 2019 года
Узакбай Карабалин.....	Член с июня 2019 года

Правление

Правление отвечает за текущее руководство и управление Компанией под контролем Совета директоров и акционеров. Обязанности Правления включают следующее:

- одобрение приобретения Компанией до 10% акций других юридических лиц;
- реализация плана стратегического развития Компании;
- реализация и контроль над реализацией решений Совета директоров, акционеров и рекомендаций внешних аудиторов компании и Службы внутреннего аудита;
- принятие решений относительно сделок заинтересованных сторон, заключенных с группой компаний «Самрук-Казына»;
- утверждение бюджета Компании; и
- решение всех других вопросов, не относящихся к компетенции Совета директоров или акционеров.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Правление Компании состоит из девяти членов. Совет директоров назначает членов Правления. Совет директоров вправе в любой момент прекратить полномочия любого из членов Правления, за исключением Председателя Правления, который назначается акционерами.

На дату настоящего Базового проспекта в состав Правления Компании входят:

Имя	Дата рождения	Назначен	Должность в Компании
Айдарбаев Алик Серикович	19 мая 1963 г.	2018 г.	Председатель Правления
Шарипбаев Кайрат Каматаевич	16 августа 1963 г.	2018 г.	Заместитель председателя по транспортировке и маркетингу
Марабаев Жакып Насибкалиевич	9 августа 1962 г.	2019 г.	Заместитель председателя по разведке и добыче
Карабаев Даурен Тиесов Данияр Суиншликович	11 июня 1978 г.	2018 г.	Заместитель председателя по экономике и финансам
Берлибаев Данияр Амирбаевич	6 декабря 1970 г.	2018 г.	Заместитель председателя по переработке нефти и нефтехимии
Хасанов Даулетжан Кенесович	21 декабря 1968 г.	2019 г.	Заместитель председателя по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода «Сарыарка»
Саулбай Малик	21 октября 1971 г.	2018 г.	Директор по добыче нефти и газа
Абдулгафаров Дастан	7 мая 1975 г.	2020 г.	Директор департамента по правовому обеспечению
	16 декабря 1974 г.	2020 г.	Заместитель председателя по стратегии, инвестициям и развитию бизнеса

Служебным адресом каждого члена Правления является юридический адрес Компании: ул. Кунаева 8, Нур-Султан 010000, Казахстан.

Айдарбаев Алик. См. раздел «Состав Совета директоров».

Шарипбаев Кайрат. Г-н Шарипбаев окончил Казахский сельскохозяйственный институт в 1985 году и начал свою карьеру в качестве агронома в сельскохозяйственной отрасли. В период с 1991 по 1999 г-н Шарипбаев занимал различные исполнительские должности в ТОО «Коктем», АО «Шын-Асыл» и ТОО «Жетсу». Он закончил Алматинский общественный университет по специальности «политические науки» в 1999 году и работал заместителем акима г. Тараз в период с 1999 по 2000 годы, прежде чем стал главным вице-президентом ЗАО «Дауир» в 2000 году. Г-н Шарипбаев был генеральным директором издательского дома «Ютап» в период с 2001 по 2002 годы. Он был также директором Департамента транспортировки газа и маркетинга, а также заместителем генерального директора по маркетингу и коммерции ЗАО «Интергаз Центральная Азия» с 2001 по 2003 годы. Г-н Шарипбаев стал советником заместителя генерального директора по маркетингу КТГ в 2003 годы и был советником главного вице-президента и управляющего директора по коммерции АО «НК «Казахстан темір жолы» в период с 2005 по 2006 годы. В период

с 2006 по 2009 годы он был председателем Совета Директоров АО «Данко». Г-н Шарипбаев был генеральным директором и председателем Правления КТГ Аймак с января 2009 по октябрь 2014 года. В октябре 2014 года он стал генеральным директором и председателем Правления КТГ и заместителем председателя Правления РД КМГ. Он служил в качестве председателя Правления КТГ с 11 октября 2015 года и исполнительного вице-президента по транспортировке и маркетингу газа Компании с августа 2016 года.

Марабаев Жакып. Г-н Марабаев являлся заместителем управляющего директора North Caspian Operating Company с декабря 2008 года по февраль 2019 года. Ранее работал в государственной корпорации «СФИНКС» в качестве директора коммерческой службы; в Министерстве внешних экономических связей РК на должности начальника отдела углеводородного сырья и нефтехимии и заместителя начальника отдела, главного инженера; в Министерстве энергетики и топливных ресурсов РК в качестве начальника управления морских работ; в АО «КазахстанКаспийШельф» в должности вице-президента и генерального директора; в НК «Казахойл» в качестве директора по инвестициям и новым проектам, коммерческого директора и вице-президента по газовым проектам; и в Народном банке Казахстана в качестве заместителя - члена правления. Ранее также работал в АО «КазТрансОйл» вице-президентом по эксплуатации и в ЗАО НК «КазОйл» в качестве вице-президента. С сентября 2001 года по март 2002 года работал заместителем генерального директора НК «Транспортировка нефти и газа». С марта 2002 года по март 2004 года работал в АО «НК «КазМунайГаз» в качестве управляющего директора, председателя полномочного органа по управлению долями в проектах по Karachaganak Petroleum Operating B.V. (KPO B.V.). С марта 2004 года по июнь 2006 года занимал должность генерального директора РД КМГ, а с июня по ноябрь 2006 года занимал должность управляющего директора Компании и председателя совета директоров РД КМГ. С ноября 2006 года по декабрь 2008 года являлся председателем координационного совета KAZENERGY. В 1984 году окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «горное дело», в 2002 году - Московский государственный университет управления.

Карабаев Даурен. Г-н Карабаев окончил Казахскую государственную академию управления в 1999 году, получив диплом бакалавра по специальности Международные экономические отношения. В 2001 году он получил степень магистра финансов Университета Texas A&M. В 2001 году г-н Карабаев начал работу в качестве кредитного аналитика в АО «АБН АМРО Банк Казахстан». В 2003 году г-н Карабаев был назначен на должность начальника кредитного управления. С 2004 года он занимал должность управляющего директора в АО «Народный Банк Казахстана». В 2006 году г-н Карабаев работал Управляющим Директором. Г-н Карабаев был заместителем председателя Правления АО «Народный Банк Казахстана» с 2007 года по июнь 2016 года. Г-н Карабаев работал в должности куратора проекта в McKinsey & Company Inc. с июня 2016 по сентябрь 2016 года. В октябре 2016 года г-н Карабаев был назначен исполнительным вице-президентом - финансовым директором Компании. Г-ну Карабаеву был присвоено звание «Заслуженный финансист» Ассоциацией финансистов Казахстана и была вручена медаль «20-летие Конституции Республики Казахстан».

Тиесов Данияр. Г-н Тиесов начал трудовую деятельность в 1994 году в качестве менеджера МП «Манас», затем работал менеджером в ТОО «Бата» и исполнительным директором в ТОО «Абыз». С 1999 года работал помощником первого вице-президента, секретарем Совета директоров ОАО «АНПЗ». В том же году начал работать в ЗАО «ННК «Казахойл». В 2002 году был назначен заместителем директора департамента переработки нефти, газа и нефтехимии, а затем заместителем директора департамента развития нефтехимии Компании. С 2003 по 2006 гг. работал начальником управления капитального строительства, генеральным директором Дирекции строящегося предприятия, финансовым директором Дирекции строящегося предприятия ТОО «АНПЗ». В 2006 году назначен заместителем генерального директора по производству АО «Торговый дом «КазМунайГаз». С 2009 по 2013 гг. являлся заместителем председателя Правления по переработке и нефтехимии, управляющим директором по переработке и маркетингу нефти и советником Компании. В 2013 году был назначен заместителем председателя Правления Компании по переработке и маркетингу нефти и генеральным директором Компании по переработке и маркетингу. С августа 2016 года является старшим вице-президентом Компании, а с января 2018 года – исполнительным вице-президентом Компании по транспортировке, переработке и маркетингу нефти. В 2002 году окончил Атырауский институт нефти и газа по специальности

«инженер-технолог». В 1991 году окончил Восточно-Казахстанский государственный университет по специальности «юрист».

Берлибаев Данияр. Г-н Берлибаев начал трудовую деятельность в качестве младшего научного сотрудника Академии наук Казахской ССР, юриста, а затем начальника юридического отдела предприятия «Барикон». С 1994 года работал в Национальном агентстве иностранных инвестиций старшим специалистом по оценке проектов, после чего был переведен на должность заместителя начальника управления иностранных инвестиций Национального агентства по иностранным инвестициям Министерства экономики РК. В 1995 году работал в Государственном экспортно-импортном банке РК («Эксимбанк») начальником управления правовой экспертизы юридического департамента, затем был назначен заместителем директора юридического департамента. С 1997 года по настоящее время г-н Берлибаев работает в Группе. С 1997 по 2000 гг. – начальник департамента инвестиционных проектов, начальник департамента корпоративного финансирования, исполнительный директор по финансам, советник по экономике и финансам «КазТрансОйл». С 2000 года был назначен вице-президентом в ЗАО «КазТрансГаз», а затем занимал должности генерального директора по экономике и финансам, первого вице-президента КТГ и заместителя генерального директора ЗАО «Интергаз Центральная Азия». В 2001 году занял должность первого заместителя генерального директора НК «Транспорт нефти и газа». В 2002 году был назначен первым заместителем генерального директора ЗАО «КазТрансГаз», а затем управляющим директором по корпоративному управлению НК «КазМунайГаз». С 2002 по 2004 гг. занимал должности заместителя генерального директора по корпоративному развитию ЗАО «КазТрансГаз», управляющего директора по финансам и экономике НК «КазМунайГаз», генерального директора Казмортрансфлота. С 2005 по 2007 гг. - первый заместитель генерального директора АО «КазТрансГаз» и генеральный директор АО «Интергаз Центральная Азия». С 2007 по 2009 гг. занимал должность вице-президента по транспортировке и переработке в НК «КазМунайГаз». В 2009 году работал в АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг» в качестве управляющего директора по газовым проектам, а затем был назначен генеральным директором. В 2011 году являлся генеральным директором АО «КазТрансГаз», а затем был назначен управляющим директором по газовым проектам в НК «КазМунайГаз». В 2012 году назначен первым заместителем председателя Правления НК «КазМунайГаз». С 2014 года работает в Корпоративном центре Национальной компании в качестве заместителя председателя Правления и отвечает за стратегическое развитие, международное сотрудничество и взаимодействие с государственными органами. В 1992 году окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби по специальности «правоведение».

Хасанов Даулетжан. В 2018 году г-н Хасанов являлся главным директором по экономике и финансам и членом правления Национальной горнодобывающей компании «Тау-Кен Самрук». До этого он работал в РД КМГ в качестве управляющего директора по управлению активами разведки и добычи, заместителем генерального директора и членом правления. Также являлся генеральным директором и председателем правления АО «ОзенМунайГаз» и президентом АО «Каражанбасмунай». С 2010 по 2012 гг. являлся управляющим директором по управлению долями в СП АО «РД «КазМунайГаз», а также директором ТОО «УТТ и ОС». Занимал должность заместителя генерального директора по экономике и финансам СП «КазГерМунай» в течение четырех лет с 2006 по 2010 гг., а до этого с 2002 по 2006 гг. был заместителем директора по финансам и экономике, директором департамента финансов и заместителем главного бухгалтера в ПФ «Эмбамунайгаз» РД КМГ. Также работал главным бухгалтером в АО «Каспий Нефть – ТМЕ», заместителем главного бухгалтера в ОАО «Озенмунайгаз» и ОАО «Эмбамунайгаз», главным бухгалтером в Курмангазинский РУТ, ОАО «Казахтелеком» и заместителем главного бухгалтера в АО «Тениз». В 1993 году окончил Западно-Казахстанский сельскохозяйственный институт по специальности «экономист», а в 2007 году - Атырауский институт нефти и газа по специальности «горный инженер».

Саулебай Малик. Г-н Саулебай имеет 25-летний стаж работы. Трудовую деятельность начал в 1995 году и до 2000 года занимал различные должности в банковской сфере (ведущий экономист и заместитель директора департамента в Казпочтабанке, старший бухгалтер-контролер в АО «АЛЬФА-БАНК», начальник управления в ОАО «Транс Азиатский торговый банк»), а с 2000 по 2005 гг. – в прокуратуре (прокурор отдела прокуратуры Алматинского района г. Астана, помощник заместителя Генерального прокурора, начальник управления прокуратуры г. Астана и Центральной

районной транспортной прокуратуры). С 2005 по 2006 гг. занимал должность заместителя председателя Правления АО «Казахстанская Ипотечная Компания», начальника управления Комитета по работе с несостоятельными должниками Министерства финансов РК. В 2006 году занимал должность директора департамента управления активами АО «КазТрансГаз»; с 2007 по 2009 гг. занимал должность генерального директора АО «КазТрансОйл-Сервис»; с 2009 по 2011 гг. работал советником генерального директора, управляющим директором по правовому обеспечению АО «КазМунайГаз - Переработка Маркетинг». С 2011 по 2016 гг. г-н Саулебай являлся управляющим директором по правовому обеспечению, руководителем аппарата и членом Правления АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»; а с 2016 по 2018 гг. – вице-президентом по внешним и корпоративным связям АО «Каражанбасмунай». С 2018 по 2019 гг. являлся Управляющим директором по рискам и правовым вопросам и членом Правления АО «Самрук-Энерго». Г-н Саулебай работает в КМГ Управляющим директором по правовому обеспечению с мая 2019 года и членом Правления с февраля 2020 года.

Абдулгафаров Дастан. Г-н Абдулгафаров работает в Группе более 18 лет, из которых 14 лет занимал руководящие должности. В разное время работал юристом департамента международных договоров, главным менеджером департамента развития новых проектов, директором департамента развития новых проектов, заместителем директора, затем директором департамента развития новых морских проектов, руководителем группы управления проектами в КМГ и АО «МНК КазМунайТениз». Занимал должности советника генерального директора, управляющего директора по развитию бизнеса и заместителя генерального директора по экономике и финансам АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», управляющего директора по сопровождению бизнеса разведки и добычи, а также руководителя аппарата - управляющего директора по развитию в Компании.

Председатель Правления

Председатель Правления является высшим должностным лицом Компании. Действующий Председатель Правления, Айдарбаев Алик, был назначен решением Правления «Самрук-Казына» в 2018 году.

Служебным адресом Председателя Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Нур-Султан, ул. Кунаева, 8.

Служба внутреннего аудита

Служба внутреннего аудита – единый централизованный орган Компании, непосредственно подчиненный и подотчетный Совету директоров. Служба внутреннего аудита осуществляет контроль за финансово-хозяйственной деятельностью Группы в соответствии с законодательством Казахстана (а именно Законом Республики Казахстан «О Фонде национального благосостояния») и внутренними политиками и процедурами Компании, оценивает сферу внутреннего контроля и управления рисками, утверждает документы корпоративного управления и дает консультации с целью совершенствования деятельности Группы.

Основная цель Службы внутреннего аудита – предоставлять Совету директоров независимую и объективную информацию, предназначенную 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 руководства

В соответствии с уставом Компании, вознаграждение членов Совета директоров определяется акционерами, а вознаграждение Председателя Правления, членов Правления и Службы внутреннего аудита определяется Советом директоров на основании политики акционеров.

Общий размер вознаграждения ключевых руководителей Компании составил 11 399 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, 8 999 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2018 года и 9 022 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Вознаграждение ключевых руководителей Компании состоит из оклада и премии по результатам работы.

Трудовые договоры с руководящими должностными лицами

Обычно Компания заключает трудовые договоры со своими руководящими должностными лицами на неопределенный срок. По таким договорам, в дополнение к должностному окладу, руководящие должностные лица Компании имеют право на получение ежегодной премии по результатам хозяйственной деятельности Компании за год.

Конфликт интересов

Потенциального конфликта интересов между любыми должностными обязанностями членов Совета А9.9.2 директоров, Правления, Председателя Правления и Службы внутреннего аудита по отношению к Компании и их частными интересами или иными обязанностями не существует, с тем исключением, что г-н Карабалин владеет 9 655 простыми акциями КТО и г-н Берлибаев также владеет 9 655 простыми акциями КТО.

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Акционерный капитал

Компания была создана в феврале 2002 года с уставным капиталом на общую сумму 47 874,0 млн тенге, который был сформирован за счет переданных в пользу Компании 14 561 629 простых акций Казахойла номинальной стоимостью 1000 тенге за акцию и 333 119 985 простых акций ЗАО «НК Транспорт нефти и газа» номинальной стоимостью 100 тенге за акцию. 7 августа 2002 года Компания зарегистрировала свой акционерный капитал в размере 48 874,0 млн тенге, включая последующий вклад в размере 1 млн тенге наличными, состоящий из 95 747 255 простых акций номинальной стоимостью 500 тенге за акцию.

В 2004, 2005 и 2006 годах уставный капитал Компании увеличивался в результате выпуска новых акций в пользу Правительства в обмен на денежные вклады, которые были частично зачтены в счет определенных платежей, причитавшихся Правительству, и затрат, понесенных Правительством в связи с передачей Компании акций некоторых государственных предприятий. 28 января 2006 года принадлежащие государству акции Компании были переданы в пользу «Самрук-Казына». «Самрук-Казына» является мажоритарным акционером Компании и, в свою очередь, находится в полной государственной собственности. 7 августа 2015 года НБРК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, что составляет 10% плюс одна акция доли Компании, у «Самрук-Казына». По состоянию на 31 декабря 2019 года доля НБРК была разведена до 9,58% простых акций Компании.

По состоянию на 31 декабря 2019 года акционерный капитал Компании составил 916 541 млн тенге, и Компания имела 610,1 млн выпущенных и находящихся в обращении акций и 239,4 млн невыпущенных акций. В 2018 году Компания выпустила 20 719 604 простые акции (по сравнению с 5 187 152 простыми акциями, выпущенными в 2017 году). В качестве встречного предоставления Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и связанные с ними объекты со справедливой стоимостью 207 196 млн тенге (по сравнению с 12 968 млн тенге в 2017 году), которые были ранее учтены как дополнительный оплаченный капитал, и денежные средства в размере 7 000 тенге (по сравнению с 1 000 тенге в 2017 году). Газопроводы были учтены как дополнительный оплаченный капитал на основании договора доверительного управления, служившего в качестве механизма до передачи Группе права собственности на газопроводы.

В 2013 году «Самрук-Казына» принял новую политику в области дивидендов. Она предполагает использование дифференцированного подхода к дивидендам различных подразделений «Самрук-Казына» в зависимости от их прибыльности и объема инвестированных средств. В соответствии с этой политикой, все подразделения, в которых «Самрук-Казына» имеет контрольную долю, включая Компанию, должны выплачивать дивиденды в размере не менее 30% от величины их чистой годовой прибыли с учетом вычетов издержек на реализацию соответствующих социальных и инвестиционных проектов компании. Дивидендная политика Компании предусматривает гарантированную выплату дивидендов по акциям, принадлежащим государству, обеспечивает финансовую поддержку деятельности «Самрук-Казына», включая новую деятельность и инвестиционные проекты, финансируемые «Самрук-Казына», и требует, чтобы компании Группы финансировали свои программы роста, включая инвестиционную деятельность.

В 2019 году Компания объявила о дивидендах за 2018 год в размере 60,64 тенге за простую акцию общей суммой 36,9 млрд тенге. В 2018 году Компания объявила о дивидендах за 2017 год в размере 61,54 тенге за простую акцию общей суммой 36,3 млрд тенге. В 2017 году Компания объявила о дивидендах за 2016 год в размере 11,32 тенге за простую акцию общей суммой 6,7 млрд тенге, и дивидендах за 2013 год в размере 66,52 тенге за простую акцию общей суммой 39,2 млрд тенге. См. Примечание 24 к Финансовой отчетности.

«Самрук-Казына»

«Самрук-Казына» на 100% принадлежит государству и является национальной холдинговой компанией по управлению практически всеми государственными предприятиями. «Самрук-Казына» был учрежден в 2008 году в соответствии с Указом Президента № 669 от 13 октября 2008 года и Постановлением Правительства № 962 от 17 октября 2008 года путем слияния АО

«Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «Фонд устойчивого развития «Казына». «Самрук-Казына» - акционерное общество, держателем акций которого является Комитет государственного имущества и приватизации Министерства финансов от имени Республики Казахстан. В конце 2008 года 100% акций Компании были переданы «Самрук-Казына». В августе 2015 года «Самрук-Казына» продал 10% плюс одну акцию своей доли в Компании НБРК. С августа 2015 года доля НБРК была сокращена до 9,58% простых акций Компании.

Главная задача «Самрук-Казына» - управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лиц на мировых рынках. Еще одной целью «Самрук-Казына» является достичь прозрачности в операциях внутри группы, включая через процедуры товарно-материального обеспечения, что распространяется на деятельность Компании. См. раздел «Правовое регулирование в Казахстане - Правила С-К».

Несмотря на то, что время от времени в прессе появляются заявления касательно проведения возможного первоначального публичного предложения со стороны «Самрук-Казына» в отношении миноритарной доли в Компании и что Компания включена в список компаний, определенных для частичной приватизации в Комплексном плане приватизации 2016 года, условия и время любой такой продаже еще не определены. Компания продолжает считать, что она имеет значительную поддержку со стороны Правительства, которое исторически оказывало содействие Компании путем предоставления финансирования и стратегической поддержки и иным образом играло важную роль в расширении операционной деятельности Компании, ее запасов, уровня производства, а также сетей транспортировки и переработки.

Руководство деятельностью «Самрук-Казына» осуществляется согласно общим принципам корпоративного управления, которые применяются ко всем акционерным обществам в Республике Казахстан. Соответственно, структура корпоративного управления «Самрук-Казына» следующая: Правительство, в качестве акционеров представляет собой высший руководящий орган, совет директоров представляет собой орган управления, а правление представляет собой исполнительный орган.

Члены совета директоров «Самрук-Казына» назначаются Правительством. Среди его членов, помимо прочих: Заместитель руководителя Администрации Президента Республики Казахстан, Министр национальной экономики, независимые директора и генеральный директор «Самрук-Казына». Более того, председателем совета директоров является Премьер-министр Республики Казахстан.

НБРК

НБРК является центральным банком Казахстана. Он был образован 13 апреля 1993 года в результате реорганизации Казахстанского Республиканского банка. Он подотчетен Президенту Республики Казахстан, но в пределах полномочий, предоставленных действующим законодательством, является независимым в своих действиях.

Взаимоотношения между Компанией и дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании

Дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании время от времени заключают друг с другом сделки. Ниже представлена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным между дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании, кроме заключенных в ходе обычной хозяйственной деятельности.

Взаимоотношения между Компанией и ТШО

Между ТШО и его партнером, включая Компанию и Правительство, заключено несколько существенных договоров. Эти договоры предусматривают ряд существенных прав, в т.ч. соглашение между ТШО и Правительством по налогам и роялти, положения по стабильности экономического положения в отношении изменений налогового режима и соглашение,

предоставляющее ТШО право экспортировать свою продукцию и получать, и держать свою выручку в твердой валюте на офшорных счетах.

Учредительный договор

Учредительный договор о создании ТШО был заключен 2 апреля 1993 года («Учредительный договор»), а последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 года. Учредительный договор предусматривает следующие цели деятельности ТШО: освоение углеводородных ресурсов и разведка, добыча, переработка, хранение, транспортировка, экспорт и продажа углеводородов, нефтепродуктов и серы. Срок действия Учредительного договора - 40 лет.

Учредительный договор может быть расторгнут до истечения срока действия в следующих случаях: (а) по взаимному согласию участников; (b) неплатежеспособность товарищества или выход одного из участников в соответствии с Учредительным договором; (c) банкротство, ликвидация или аналогичные события, затрагивающие одного из участников; (d) нарушение одним из участников какого-либо существенного обязательства по Учредительному договору, с соблюдением срока устранения нарушения; (e) изменение контроля, слияние, объединение или реорганизация одного из участников или любого лица, контролирующего любого из участников, за исключением того, что в отношении Компании изменение контроля не будет считаться наступившим, если Компания или любое казахстанское юридическое лицо, контролирующее Компанию, будет приватизировано, реструктурировано, поглощено, объединено, реорганизовано или учреждено таким образом, что никому кроме Правительства не будет прямо или косвенно принадлежать более 10% долевого участия в Компании или таком казахстанском юридическом лице.

Учредительный договор предусматривает, что каждый из участников ТШО имеет неделимый интерес в ТШО, равный его доле участия. Материнские компании участников ТШО предоставили гарантии, в соответствии с которыми они гарантируют Правительству, ТШО и участникам ТШО, обязательства их аффилированных лиц по оплате платежных требований по Учредительному договору. Обязательства Компании гарантируются Правительством.

Учредительный договор предусматривает, что высшим органом управления ТШО является общее собрание его участников, проводимое в форме (а) заседаний Совета партнерства или (b) заседаний участников с целью решения вопросов, отнесенных к их компетенции согласно законодательству. Совет партнерства состоит из 8 членов: 3 членов назначаются Chevron Overseas, 2 - Правительством (в случае отсутствия такого назначения - Компанией); 2 - ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. и 1 - LukArco B.V. Генеральный директор и заместитель генерального директора ТШО являются неофициальными членами Совета партнерства. Если не согласовано иное, Правительства (в случае отсутствия выдвижения - Компания) предлагает (на голосование) кандидатуру Председателя Совета партнерства, однако Председатель не имеет полномочий представлять ТШО.

Учредительный договор предусматривает, что заседания Совета партнерства проводятся в офисах ТШО не реже одного раза в квартал, если Совет партнерства не примет иное решение. На любых заседаниях Совета партнерства должен иметься кворум не менее 81% долей участия ТШО. Каждый участник имеет один голос, вес которого соответствует его доле участия. Все решения Совета партнерства принимаются не менее 81% долей участия в ТШО кроме следующих фундаментальных вопросов, решения по которым должны приниматься единогласно:

- закрытие, ликвидация или прекращение деятельности ТШО, назначение конкурсного управляющего или ликвидатора, или заключение любого компромиссного соглашения с кредиторами, заключение любого соглашения об урегулировании с кредиторами или любое аналогичное событие;
- начало любого нового вида деятельности, торговая деятельность под любым другим фирменным названием кроме «Тенгизшевройл» или прекращение кого-либо вида деятельности ТШО;
- любая продажа, передача, аренда, лицензия, право пользования или распоряжения всем, или существенной части бизнеса, обязательств или активов ТШО;

- любая консолидация, присоединение, слияние, приобретение или отчуждение любого права в отношении ценных бумаг, бизнеса или активов любого другого лица или приобретение статуса участника любого другого товарищества;
- подача заявки на получение любой лицензии на разведку или добычу, или отказ от такой лицензии или отказ от любой лицензионной территории; и
- заключение или изменение любого кредитного соглашения с участником или аффилированным лицом участника, представляющее собой определенные сделки, включая требование выплаты денежных средств от участников, за исключением случаев, когда такие соглашения или изменения заключаются на одинаковых для всех участников условиях (кроме разницы в суммах, обусловленной различными долями участия).

Согласно Учредительному договору Chevron Overseas Company оказывает ТШО управленческие и административные услуги, в том числе предлагает кандидатуры на должности начальников всех департаментов ТШО, кроме начальников Департамента по связям с Правительством, Департамента по кадрам и Юридического департамента, кандидатуры которых предлагаются совместно Компанией, ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. и Chevron Overseas Company или, в отсутствие совместного выдвижения - Республикой Казахстан. Учредительный договор требует, чтобы все кандидаты имели соответствующую квалификацию для выполнения своих должностных обязанностей.

Финансовые механизмы по Учредительному договору

Если в распоряжении ТШО не будет достаточных денежных средств, Учредительный договор предоставляет ТШО право требовать от участников покрыть такой денежный дефицит пропорционально их долям участия с целью осуществления деятельности товарищества в соответствии с утвержденными рабочими программами и бюджетами. Такие денежные требования должны выставляться в долларах США и отражаться как займы между ТШО и его участниками. Если ТШО обязан принять альтернативные меры для получения денежных средств из других источников для покрытия дефицита, вызванного неуплатой со стороны участника (или участников) в соответствии с требованием, нарушивший участник должен возместить ТШО все расходы, понесенные при получении денежных средств из таких других источников, с процентами, предусмотренными Учредительным договором. Неисполнение денежных требований может быть покрыто нарушающими участниками ТШО, и такая оплата компенсируется с вознаграждением и, до полной компенсации, с предоставлением преимущественного права на долю при распределении любой выручки ТШО, причитающейся нарушившему участнику.

Если неисполнение длится 90 дней, нарушающие участники ТШО вправе в течение 60 дней после этого принять решение о покупке доли участия нарушившего участника или о ликвидации ТШО. В случае любой такой ликвидации нарушающий участник может приобрести активы ТШО за цену, согласованную с ликвидационной комиссией. Если цена не может быть согласована, нарушающие участники имеют преимущественное право перед другими лицами на приобретение любых таких активов. Согласно Учредительному договору право предъявления денежных требований партнерами ТШО существует только между ТШО и его участниками и может быть реализовано только ТШО и его участниками. Ни одно из положений Учредительного договора не предоставляет никаких прав или средств правовой защиты какому-либо лицу, помимо сторон по нему, их соответствующих правопреемников и цессионариев и ТШО, и никакое положение не предоставляет какому-либо третьему лицу право суброгации или иска против любого другого лица.

Сделка по предварительной продаже нефти ТШО

В марте 2016 года KMG Finance в качестве продавца и КМГ в качестве гаранта заключили сделку по предварительной продаже нефти, срок действия которой был продлен в 2017 году. См. раздел «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - ТШО - Сделка по предварительной продаже нефти ТШО».

Передача и уступка доли участия

Учредительный договор предусматривает, что каждый из участников ТШО имеет право передать всю свою долю участия в ТШО или любую ее часть любому лицу, способному выполнять свои обязательства, при условии согласия других участников (необоснованный отказ, в предоставлении которого не допускается). Если любая такая передача осуществляется в пользу не аффилированного лица, передающий участник должен сначала предложить продать или передать всю долю участия или любую ее часть непередающим участникам, однако, если участники ТШО не могут согласовать условия в течение 45 дней, то передающий участник может в течение 180 дней после этого продать свою долю участия квалифицированным третьим лицам (при условии согласия непередающих участников ТШО, необоснованный отказ в предоставлении, которого не допускается) на условиях, не менее благоприятных, чем предложенные непередающим участникам ТШО. Согласно Учредительному договору, участники ТШО могут в любой момент выйти из состава участников товарищества после предоставления предварительного уведомления за 180 дней. В течение 45 дней после получения такого уведомления другие участники могут принять долю участия выходящего участника (при условии принятия всех будущих обязательств, связанных с ней) или также выйти из товарищества. Такой выход не освобождает участника от его финансовых обязательств, существующих или возникших вплоть до даты уведомления о выходе.

Соглашение по проекту

Соглашение по проекту ТШО было заключено 2 апреля 1993 года, а последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 года («Соглашение по проекту»); в нем предусмотрены обязательства сторон по оплате, налогам, роялти и другим вопросам, связанным с деятельностью ТШО. В соответствии с Соглашением по проекту до 6 апреля 2033 года ТШО имеет исключительные права на разработку и добычу всех углеводородов, нефтепродуктов и серы в пределах своей лицензионной территории, как предусмотрено его лицензией на добычу, которая в настоящее время действует до 6 апреля 2023 года с возможностью продления на 10 лет. Правительства должно обеспечить, чтобы на деятельность ТШО не оказывали неблагоприятного воздействия действия, и производственная деятельность других операторов в данном регионе в части выбросов и использования природных ресурсов и инфраструктуры.

Соглашение по проекту предусматривает, что соглашения между ТШО и Республикой Казахстан в отношении (а) налогов и других обязательных платежей в бюджет, (b) роялти, (c) обмена, транспортировки, экспорта и маркетинга, и (d) валютных вопросов действуют до 6 апреля 2033 года. Соглашение по проекту не может быть изменено или аннулировано без прямо выраженного письменного согласия его сторон. Соглашение по проекту и некоторые другие учредительные документы ТШО были одобрены Постановлением Правительства № 260 от 5 апреля 1993 года и Указом Президента Казахстана № 1168 от 6 апреля 1993 года.

Вышеуказанные стабилизационные положения позволяют ТШО применять ставки налогов, указанные в Соглашении по проекту. Например, ТШО применяет ставку 15% в отношении налога на распределение прибыли ТШО в пользу Компании, удерживаемого у источника дохода.

Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана

В ноябре 2016 года KMG Kashagan B.V. заключила сделку о предоплате в отношении предварительной продажи сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган. См. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - КСКП - Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана».

ТОО «PSA»

В июне 2010 года Компания учредила ТОО «PSA», 100%-ное дочернее предприятие (по состоянию на 31 декабря 2017 года) с уставным капиталом 4 077,0 млн тенге. ТОО «PSA» отвечает за соглашения о разделе продукции, относящиеся к Северо-Каспийскому проекту (месторождения Кашаган), Карачаганакскому и месторождению Дунга соответственно. ТОО «PSA» юридически принадлежит Компании, на дату настоящего Базового проспекта 100% доля участия в ТОО «PSA»

была передана МНГ и принадлежит Министерству энергетики на основании договора доверительного управления с Компанией.

ТОО «PSA» отвечает за СПП по Северо-Каспийскому Проекту (месторождение Кашаган), месторождению Кашаган и месторождению Дунга, соответственно. Главной целью ТОО «PSA» является контроль и защита интересов Правительства посредством обеспечения соблюдения всеми сторонами своих обязательств по определенным соглашениям о разделе продукции. В соответствии с решениями Межправительственного комитета по развитию нефтяного, газового и энергетического секторов некоторые функции и полномочия Министерства энергетики (правопреемника МОГ) как «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции делегированы ТОО «PSA». На момент принятия соответствующих решений указанное делегирование считалось временным, а впоследствии Правительство рассматривало возможность передачи доли в ТОО «PSA» от Компании к Министерству энергетики. Однако на дату настоящего Базового проспекта смена собственника по договорам доверительного управления ТОО «PSA» не произошла и делегирование полномочий остается в силе. Министерство энергетики, Компания и ТОО «PSA» занимаются текущими обсуждениями относительно наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон. На дату настоящего Базового проспекта никаких немедленных решений или действий не ожидается.

Ни создание МНГ в 2010 году и последующее создание ТОО «PSA» и делегирование ему функций «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции, ни недавняя реорганизация Правительства и создание Министерства энергетики до настоящего времени не оказали и, как ожидается, не окажут неблагоприятного воздействия на статус Компании как назначенного бенефициара по приоритетным правам Правительства на приобретение прав по Контрактам на недروпользование, на запасы Компании или на иные ее коммерческие интересы.

Взаимоотношения с определенными связанными сторонами

Компания также заключила сделки со связанными сторонами, не описанные выше. См. Примечание 31 к Финансовой отчетности и Примечание 20 к Промежуточной финансовой отчетности. Компания определяет сделки со связанными сторонами как сделки между дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании и:

- ключевым руководящим персоналом Компании;
- предприятиями, в которых значительная часть акций с правом голоса прямо или косвенно принадлежит основным руководителям Компании; или
- предприятиями «Самрук-Казына» и иными лицами, контролируруемыми Правительством.

Сделки со связанными сторонами заключаются в соответствии с законом Казахстана, включая закон о компании, а также правила внутреннего распорядка «Самрук-Казына», на условиях, согласованных между сторонами. Такие условия необязательно основаны на рыночных ставках, за исключением определенных регулируемых услуг, оказываемых по тарифам, применимым в отношении связанных сторон и третьих лиц.

В таблицах ниже указаны общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами за указанные периоды и по состоянию на указанные даты:

<u>Связанная сторона</u>	<u>За период, закончившийся</u>	<u>Продажи связанным сторонам</u>	<u>Приобретения у связанных сторон</u>	<u>Проценты, полученные от связанных сторон</u>	<u>Процент, выплаченный связанным сторонам</u>
		<i>(млн тенге)</i>			
Компании «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	6 631	12 330	14 165	1 174
	30 июня 2019 г. (не проверено аудиторами)	22 441	9 932	11 242	1 357
	31 декабря 2019 г.	42 250	20 030	24 054	2 841
	31 декабря 2018 г.	63 951	25 372	23 370	—

Связанная сторона	За период, закончившийся	Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Проценты, полученные от связанных сторон	Процент ы, выплачен ные связанны м сторонам
Ассоциированные компании	31 декабря 2017 г.	66 161	29 897	28 365	—
	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	12 045	14 329	2 205	—
	30 июня 2019 г. (не проверено аудиторами)	3 554	14 427	5 054	—
	31 декабря 2019 г.	19 565	40 930	8 892	—
	31 декабря 2018 г.	23 150	22 529	9 800	—
Прочие лица, контролируемые государством	31 декабря 2017 г.	9 598	38 648	10 414	—
	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	20 318	10 046	11 791	13 458
	30 июня 2019 г. (не проверено аудиторами)	5 313	1 238	—	12 838
	31 декабря 2019 г.	7 149	3 540	1 300	20 728
	31 декабря 2018 г.	157	48 882	—	29 748
Совместные предприятия	31 декабря 2017 г.	—	2 942	—	25 694
	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	146 499	548 577	15 863	230
	30 июня 2019 г. (не проверено аудиторами)	152 759	778 917	15 187	464
	31 декабря 2019 г.	307 075	1 511 600	43 324	11 183
	31 декабря 2018 г.	321 806	1 487 044	27 264	3 258
	31 декабря 2017 г.	318 155	1 000 164	25 869	10 769

Связанная сторона	По состоянию на	Задолженность связанным сторонам	Задолженность перед связанным и сторонами	Денежные средства и депозиты у связанных сторон	Займы к погашению связанным сторонам
Компании «Самрук-Казына» ⁽¹⁾	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	361 022	1 786	—	49 518
	31 декабря 2019 г.	327 597	6 168	—	52 843
	31 декабря 2018 г.	268 396	3 656	52	—
	31 декабря 2017 г.	289 084	1 703	54	—
Ассоциированные компании	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	28 558	3 360	—	—
	31 декабря 2019 г.	56 331	3 814	—	—
	31 декабря 2018 г.	116 670	2 089	—	—
	31 декабря 2017 г.	154 954	3 748	—	—
Прочие лица, контролируемые государством	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	4 279	8 148	163 705	290 235
	31 декабря 2019 г.	6 381	712	192 548	269 335
	31 декабря 2018 г.	157	8 813	—	455 540
	31 декабря 2017 г.	—	8 753	2 676	489 949
Совместные предприятия	30 июня 2020 г. (не проверено аудиторами)	436 243	289 567	—	—
	31 декабря 2019 г.	519 351	217 027	—	—
	31 декабря 2018 г.	508 260	174 042	—	—
	31 декабря 2017 г.	556 564	194 182	—	—

Примечание:

(1) Включает в первую очередь сделки Компании с «Самрук-Казына», АО Национальная компания «Казахстан ТеМір жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими компаниями.

Сделки с «Самрук-Казына» и другими лицами, контролируемые государством, в основном представлены сделками Компании с АО «НК «Казахстан темір жолы», АО «НК «Казахтелеком», АО «НАК «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими компаниями.

Компании, входящие в группу компаний «Самрук-Казына» подпадают под действие Правил С-К, согласно которым требуется, чтобы они провели публичный конкурс по определенной покупке товаров, работ или услуг; это направлено на обеспечение заключения сделок компаниями, входящими в группу компаний «Самрук-Казына», на рыночных условиях.

В октябре 2015 года Cooperatieve KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Казына» за 4,7 млрд долларов США, с опционом на выкуп всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 до 31 декабря 2020 года (с возможным продлением по взаимному согласию сторон). В январе 2018 года период реализации права выкупа был продлен с 1 января 2020 года до 31 декабря 2022 года. «Самрук-Казына» впоследствии передал эти акции обратно Группе в доверительное управление от имени «Самрук-Казына», и Группа продолжает контролировать ежедневные операции KMG Kashagan B.V. В январе 2018 года Окружной суд Амстердама оставил без изменений прежнее решение об аресте в отношении 8,44% акций компании KMG Kashagan B.V., принадлежащих Республике Казахстан через «Самрук-Казына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Казына», который был наложен по иску Сторон Стати. Арест не влияет на повседневное управление долей участия «Самрук-Казына» в KMG Kashagan B.V., за исключением выплаты дивидендов в пользу «Самрук-Казына», но не позволяет Группе осуществить право на выкуп всех или части акций KMG Kashagan B.V.

Продажи связанным сторонам

В 2019 году продажи совместным предприятиям в основном были представлены транспортно-грузовым обслуживанием, предоставленным ТШО на сумму 64 246 млн тенге (2018 год – 43 896 млн тенге, 2017 год – 44 225 млн тенге), платежами за транспортировку и услугами по заправке топливом, оказанными Мангистаумунайгазу, на сумму 59 235 млн тенге (2018 год – 56 927 млн тенге, 2017 год – 55 615 млн тенге) и 79 281 млн тенге (2018 год – 70 255 млн тенге, 2017 год – 66 949 млн тенге), соответственно.

Закупки у связанных сторон

В 2019 году закупки у совместных предприятий в основном были представлены покупкой сырой нефти и СНГ у ТШО для выполнения контракта на поставку нефти на сумму 1 131 890 млн тенге (2018 год – 1 132 908 млн тенге, 2017 год – 819 258 млн тенге).

Задолженность связанных сторон / перед связанными сторонами

По состоянию на 30 июня 2020 года увеличение задолженности компаний «Самрук-Казына» в основном связано с дополнительными траншами финансовой помощи в размере 26 141 млн тенге, предоставленными «Самрук-Казына». По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность компаний «Самрук-Казына» в основном была представлена финансовой помощью, предоставленной «Самрук-Казына», в размере 307 568 млн тенге и облигациями на сумму 16 241 млн тенге (2018 год – 244 878 млн тенге и 15 315 млн тенге, 2017 год – 259 835 млн тенге и 18 342 млн тенге).

По состоянию на 30 июня 2020 года уменьшение задолженности ассоциированных компаний в основном связано с выплатой процентов по Казахстанской облигации на сумму 24 363 млн тенге. По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность ассоциированных компаний в основном была представлена займом, предоставленным КТК со стороны KPV, на сумму 8 691 млн тенге (2018 год – 20 682 млн тенге, 2017 год – 27 402 млн тенге) и «Казахстанской облигацией» на сумму 38 670 млн тенге (2018 год – 89 018 млн тенге, 2017 год – 121 510 млн тенге). «Казахстанская облигация» представляет собой субординированный долг, выпущенный КТК в пользу Правительства в обмен на казахстанские трубопроводные активы, переданные КТК 16 мая 1997 года. В 2015 году Правительство внесло право требовать выплаты по «Казахстанской облигации» в уставный капитал Компании.

По состоянию на 30 июня 2020 года уменьшение задолженности совместных предприятий в основном связано с погашением авансов, выплаченных ТШО за поставку сырой нефти. Увеличение задолженности перед совместными предприятиями в основном связано с увеличением кредиторской задолженности перед ТШО за сырую нефть на 49 565 млн тенге и перед трубопроводом Бейнеу-Шымкент за транспортировку газа на 17 721 млн тенге. По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность совместных предприятий в основном была представлена займом, предоставленным трубопроводу Бейнеу-Шымкент в размере 202 669 млн тенге (2018 год – 226 319 млн тенге, 2017 год – 207 557 млн тенге), ПКОП в размере 110 172 млн тенге (2018 год – 133 531

млн тенге, 2017 год – 133 676 млн тенге), UGL в размере 48 752 млн тенге (2018 год – 37 669 млн тенге, 2017 год – 28 049 млн тенге) и авансами, выплаченными ТШО, на сумму 92 435 млн тенге (2018 год – 56 753 млн тенге, 2017 год – 52 539 млн тенге) по договору купли-продажи нефти и СНГ. По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность перед совместными предприятиями в основном была представлена кредиторской задолженностью перед газопроводом Бейнеу-Шымкент в размере 95 908 млн тенге (2018 год – 39 429 млн тенге, 2017 год – 55 131 млн тенге) и Азиатским газопроводом за транспортировку газа на сумму 39 323 млн тенге (2018 год – 23 596 млн тенге, 2017 год – 27 143 млн тенге) и кредиторской задолженностью по закупке газа у КазРосГаза на сумму 30 477 млн тенге (2018 год – 50 845 млн тенге, 2017 год – 25 395 млн тенге).

Денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон

По состоянию на 31 декабря 2019 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном представляют собой депозиты, размещенные Компанией, на сумму 500 млн долларов США (эквивалент 192 547 млн тенге) по рыночному курсу. По состоянию на 30 июня 2020 года уменьшение денежных средств и депозитов связано со снятием депозитов, размещенных у связанной стороны, на сумму 200 млн долларов США (эквивалент 75 174 млн тенге на дату снятия средств) и дополнительным размещением 100 млн долларов США (эквивалент 42 541 млн тенге на дату размещения, 05 мая 2020 года).

Займы к оплате связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2019 года займы к оплате связанным сторонам представлены займами, полученными от БРК Атырауским НПЗ, ПНХЗ и КТГ на сумму 269 335 млн тенге (займы и облигации к погашению БРК в 2018 году – 455 540 млн тенге, в 2017 году – 483 749 млн тенге). По состоянию на 30 июня 2020 года увеличение заимствований от связанных сторон в основном связано с тем, что Группа получила дополнительный заем от БРК на сумму 46 062 млн тенге, который был частично компенсирован погашением кредита БРК на общую сумму 30 823 млн тенге, включая проценты.

Поступления от займов, предоставленных связанным сторонам

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, Группа получила поступления от погашения основной суммы долга и процентов по займу, выданному совместному предприятию ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» («ПКОП»), на сумму 15 487 млн тенге (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, 15 181 млн тенге), и поступления от погашения процентов по займу, выданному КТК, на сумму 6 180 млн тенге (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, 5 518 млн тенге), трубопроводу Бейнеу-Шымкент на сумму 4 564 млн тенге (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, 2116 млн тенге) и «Казахстанской облигации» на сумму 24 363 млн тенге (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года, 20 889 млн тенге).

В 2019 году Группа получила поступления от погашения основной суммы долга и процентов по займу, выданному ПКОП, на сумму 29 949 млн тенге (2018 год – 28 110 млн тенге, в 2017 году – 7 392 млн тенге), КТК на сумму 12 656 млн тенге (2018 год – 11 609 млн тенге, 2017 год – 9 077 млн тенге), трубопроводу Бейнеу-Шымкент на 31 988 млн тенге (2018 год – 12 775 млн тенге, 2017 год – ноль) и поступления от процентов по «Казахстанской облигации» на сумму 47 663 млн тенге (2018 год – 44 822 млн тенге, 2017 год – 35 143 млн тенге).

Вознаграждение ключевых руководящих работников

Общая сумма вознаграждения ключевого руководящего персонала (членов советов директоров и правлений), включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составила 3,51 млн тенге и 4,029 млн тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 и 2019 гг., соответственно, и 11,399 млн тенге, 8,999 млн тенге и 9,022 млн тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 гг., соответственно. Вознаграждение ключевого руководящего персонала в основном состоит из заработной платы по договору и премий по результатам деятельности.

План приватизации

В соответствии с принятым Правительством Комплексным планом приватизации 2016 года Компания продала некоторые свои непрофильные активы, включая 100% акций Евро-Азия Эйр, продажа которых была завершена в ноябре 2017 года, и планирует продать 51% акций KMG International, продажу которых планируется завершить до конца июня 2018 года при условии выполнения определенных предварительных условий. Другие активы, которые Компания планирует продать в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года, включают 51% акций Казмортрансфлота, 100%-ную долю участия Компании в Казахстанско-Британском Техническом Университете (продажу этих двух активов планируется завершить до конца 2019 года) и 100% акций Rominserve Valves IAIFO, Global Security System SA и Palplast SA, каждая из которых является дочерней компанией KMG International. Предполагается, что такое обязательное отчуждение указанных непрофильных активов поможет Компании сосредоточиться на своей основной деятельности.

ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

Ниже представлена форма Окончательных условий выпуска Облигаций, которая будет заполняться по каждому Траншу Облигаций, выпускаемых в рамках Программы.

[УПРАВЛЕНИЕ ПРОДУКТАМИ СОГЛАСНО ДИРЕКТИВЕ MiFID II / ЦЕЛЕВОЙ РЫНОК, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ИНВЕСТОРОВ И ПКПК - Исключительно для целей процесса одобрения продуктов [каждого] производителя, оценка целевого рынка в отношении Облигаций привела к заключению о том, что: (i) целевой рынок для Облигаций представляет собой исключительно правомочных контрагентов и профессиональных клиентов в значении, определенном для данных терминов Директивой 2014/65/ЕС (в действующей редакции - «**Директива MiFID II**»); и (ii) все каналы распространения Облигаций среди правомочных контрагентов и профессиональных клиентов являются допустимыми. Любое лицо, впоследствии предлагающее, продающее или рекомендуемое Облигации («**распространитель**»), должно принять во внимание оценку целевого рынка, проведенную [производителем]/ [производителями]; при этом распространитель, подпадающий под действие Директивы MiFID II, несет ответственность за проведение собственной оценки целевого рынка в отношении Облигаций (путем принятия либо доработки оценки целевого рынка, проведенной [производителем]/ [производителями]) и определение соответствующих каналов распространения.]¹

[ЗАПРЕТ НА ПРОДАЖУ ЧАСТНЫМ ИНВЕСТОРАМ В ЕЭЗ И СОЕДИНЕННОМ КОРОЛЕВСТВЕ - Облигации не предназначены для предложения, продажи или предоставления иным образом и не должны предлагаться, продаваться или иным образом предоставляться никакому частному инвестору в Европейской экономической зоне («ЕЭЗ») или в Соединенном Королевстве («Соединенное Королевство»). Для этих целей частный инвестор означает лицо, которое является одним (или несколькими) из следующих лиц: (i) частный клиент, как определено в пункте (11) статьи 4(1) Директивы 2014/65/ЕС («**Директива MiFID II**»); или (ii) клиент в значении Директивы (ЕС) 2016/97 («**Директива IDD**»), если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент согласно определению, содержащемуся в пункте (10) Статьи 4(1) Директивы MiFID II. Основной информационный документ, требуемый Регламентом (ЕС) № 1286/2014 (с изменениями - «**Регламент PRIIPs**») для предложения или продажи любого соответствующего инструмента или иного предоставления таких инструментов частным инвесторам в ЕЭЗ или Соединенном Королевстве, не был подготовлен. Предложение, продажа или иное предоставление Облигаций любому частному инвестору в ЕЭЗ или в Соединенном Королевстве могут быть незаконными.]]²

Окончательные условия от [•]

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

KAZMUNAIGAZ FINANCE SUB B.V.

Выпуск [*Совокупная номинальная сумма транша*] [*Наименование Облигаций*]

Программа выпуска среднесрочных облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США

ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ

[Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях Базового проспекта от [•] [и дополнительного Базового проспекта от [•]], которые [совместно] составляют Базовый

¹ Пояснение должно быть включено по завершении оценки целевого рынка в отношении Облигаций с учетом пяти категорий, указанных в пункте 18 Руководства, опубликованного ESMA 2 июня 2017 года.

² Пояснение должно быть включено в случае, если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций напротив пункта «Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ и Соединенном Королевстве» указано «Применимо».

проспект («**Базовый проспект**») в целях Регламента (ЕС) 2017/1129 Европейского Парламента и Совета от 14 июня 2017 года («**Регламент о проспектах эмиссии**»). Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, подготовленные в целях статьи 8 Регламента о проспектах эмиссии, и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом [с учетом дополнений]. Полная информация о соответствующем Эмитенте и, в случае если Эмитентом является KMG Finance, о КМГ и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения Окончательных условий выпуска и Базового проспекта [с дополнениями]. [Базовый проспект был опубликован [на веб-сайте Службы официальных новостей, управляемой Лондонской фондовой биржей <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>], копии доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу: [адрес], и копии можно получить по адресу: [адрес].]]

[Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях (далее - «Условия») Базового проспекта от [•] [и дополнительного Базового проспекта от [•]]. Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанные в настоящем документе, подготовленные в целях статьи 8 Регламента (ЕС) 2017/1129 Европейского Парламента и Совета от 14 июня 2017 года («**Регламент о проспектах эмиссии**»), и должен читаться совместно с Базовым проспектом от [•] [и дополнительным Базовым проспектом от [•]], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Регламента о проспектах эмиссии («**Базовый проспект**»), за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от [•] [и дополнительного Базового проспекта от [•]] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация о соответствующем Эмитенте, и если соответствующим Эмитентом является KMG Finance, о КМГ и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от [•] и [•], соответственно [и дополнительных Базовых проспектов от [•]]. [Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] опубликованы [на веб-сайте Службы официальных новостей, управляемой Лондонской фондовой биржей <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/marketnews/market-news-home.html>], копии доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу: [адрес], и копии можно получить по адресу: [адрес].]]

[Следующий текст применяется, если Облигации выпущены в соответствии с Правилom 144А]

УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОБЛИГАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, РЕГУЛИРУЕМОЙ ПРАВИЛОМ 144А, НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА («**ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ**») ИЛИ В ЛЮБОМ ОРГАНЕ, РЕГУЛИРУЮЩЕМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ЛЮБОГО ШТАТА ИЛИ ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗДЕЛА 2(А)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА (С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ), ПОКУПАЮЩИМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ ОТ СВОЕГО ЛИЦА ИЛИ ПО ПОРУЧЕНИЮ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ПОКУПАТЕЛЯ, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ, (2) В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (3) В СООТВЕТСТВИИ С ОСВОБОЖДЕНИЕМ ОТ РЕГИСТРАЦИИ В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫМ ПРАВИЛОМ 144 (ЕСЛИ ПРИМЕНИМО), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ, В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНО НИКАКОЕ ЗАВЕРЕНИЕ О НАЛИЧИИ ОСВОБОЖДЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ПРАВИЛОМ 144 В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, В

ЦЕЛЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ ОБЛИГАЦИЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, РЕГУЛИРУЕМОЙ ПРАВИЛОМ 144А.]

ИНВЕСТИРОВАНИЕ В ОБЛИГАЦИИ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ РИСКА, СМ. РАЗДЕЛ БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА, ОЗАГЛАВЛЕННЫЙ «ФАКТОРЫ РИСКА».]

1.	[i]	Эмитент:	[KMG Finance] [КМГ]
	[ii]	Гарант:	КМГ
2.	[i]	Номер серии:	[•]
	[ii]	Номер транша:	[•]
	[iii]	Дата, в которую Облигации будут консолидированы и образуют единую Серию:	Облигации будут консолидированы и образуют единую Серию с [•] [[•]/[Не применимо]]
3.		Указанная валюта или валюты:	[•]
4.		Совокупная номинальная стоимость Облигаций:	[•]
	[i]	Серия:	[•]
	[ii]	Транш:	[•]
5.		Цена выпуска:	[•]% от Совокупной номинальной стоимости [плюс начисленное вознаграждение с [•]]
6.	(i)	Указанные номиналы:	[•]
	(ii)	Расчетная сумма:	[•]
7.	(i)	Дата выпуска:	[•]
	(ii)	Дата начала начисления вознаграждения:	[•]
8.		Дата погашения:	[•]
9.		Принцип начисления вознаграждения:	[Фиксированная ставка [•]%] Плавающая ставка [•]+/- [•]% [Нулевой купон] (см. пункт [13/14/15] ниже)
10.		Принцип погашения/оплаты:	[Погашение по номинальной стоимости]
11.		Опционы на продажу/покупку:	[Опцион инвестора на продажу] [Опцион Эмитента на покупку] [[более подробная информация приведена ниже в пунктах 16-17]]
12.		[Дата одобрения выпуска Облигаций [Советом директоров] и получения [Гарантии]]:	[•]

ПОЛОЖЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПОДЛЕЖАЩЕГО ВЫПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ (ПРИ НАЛИЧИИ ТАКОВОГО)

13.	Положения об Облигациях с фиксированной ставкой вознаграждения	[Применимо / Не применимо] <i>(Если не применимо, удалите остальные подпункты настоящего пункта)</i>	
	(i)	Ставка[(-и)] вознаграждения:	[•]% годовых [с выплатой [ежегодно / раз в полгода / ежеквартально / ежемесячно] за прошедший период]
	(ii)	Дата(-ы) выплаты вознаграждения:	[•] каждого года [с корректировкой в соответствии с Порядком определения рабочих дней / без корректировки]
	(iii)	Фиксированная[(-ые)] сумма[(-ы)] купона:	[•] на Расчетную сумму
	(iv)	Разбитая(-ые) сумма(-ы):	[•] на Расчетную сумму с выплатой в Дату выплаты вознаграждения, приходящуюся на [•]

- (v) Дробное исчисление дней: [30/360 / фактическое/ фактическое (ICMA/ISDA)]
- (vi) Даты определения: [[●] каждого года/не применимо (укажите регулярные даты выплаты вознаграждения без учета даты выпуска и даты погашения в случае длинного или короткого первого или последнего купона. Важно: применимо только в случае Дробного исчисления дней фактическое/фактическое(ICMA))]

14. Положения об Облигациях с плавающей ставкой вознаграждения

- [Применимо / Не применимо]
- (Если не применимо, удалите остальные подпункты настоящего пункта)
- (i) Период(-ы) начисления вознаграждения: [●] [, с учетом корректировки в соответствии с Порядком определения рабочих дней, предусмотренным подпунктом (iv) ниже /, без корректировок[, поскольку указано, что Порядок определения рабочих дней, предусмотренный подпунктом (iv) ниже, не применим]]]
- (ii) Указанный период/Указанные даты выплаты вознаграждения: [[●] in each year[, subject to adjustment in accordance with the Business Day Convention set out in (iv) below/, not subject to any adjustment[, as the Business Day Convention in (iv) below is specified to be Not Applicable]]]
- (Specified Period and Specified Interest Payment Dates are alternatives. If the Business Day Convention is the FRN Convention, Floating Rate Convention or Eurodollar Convention, insert "Not Applicable")
- (iii) Первая дата выплаты вознаграждения: [●]
- (iv) Порядок определения рабочих дней: [Соглашение по плавающей ставке/Соглашение о следующем рабочем дне/Измененное соглашение о следующем рабочем дне/Соглашение о предшествующем рабочем дне/Отсутствие корректировок] [Не применимо]
- (v) Дополнительный(-е) деловой(-ые) центр(-ы): [●]
- (vi) Порядок определения Ставки(-ок) вознаграждения: [Расчет с экранной ставкой/Расчет по ISDA]
- (vii) Сторона, ответственная за расчет Ставки(-ок) вознаграждения и/или Суммы (сумм) вознаграждения (если не [Агент]): [●]
- (viii) Расчет с экранной ставкой: [Применимо / Не применимо]
- (Если не применимо, удалите остальные подпункты настоящего пункта)
- Срочная ставка: [Применимо / Не применимо]
- Однодневная ставка: [Применимо / Не применимо]
- (Если не применимо, удалите остальные абзацы настоящего подпункта)
- Порядок расчета: [Сложная суточная ставка/Средневзвешенная ставка/Не применимо]
 - Порядок наблюдения: [Лag/Ограничение операций/Смещение периода наблюдения/Не применимо]
 - Период ретроспективного определения лага: [5/[●] Соответствующих рабочих дней][Не применимо]
 - Смещение периода наблюдения: [5/[●] Соответствующих рабочих дней][Не применимо]
 - Д: [365/360/[●]] дней
- Определение индекса: [Применимо / Не применимо]

	– Ставка-ориентир	[[●]-месячная [LIBOR / EURIBOR]/SONIA/SOFR/€STR]
	– Дата(-ы) определения вознаграждения:	[●] <i>(в случае LIBOR (за исключением LIBOR для фунтов стерлингов или евро) – второй рабочий день в Лондоне до начала каждого Периода начисления вознаграждения, в случае LIBOR для фунтов стерлингов – первый день каждого Периода начисления вознаграждения, в случае EURIBOR или LIBOR для евро – второй день, в который работает система TARGET2, до начала каждого Периода начисления вознаграждения)</i>
	– Банки-ориентиры	[●]
	– Соответствующая страница экрана:	[●] <i>В случае EURIBOR и при отсутствии страницы Reuters EURIBOR1 – удостоверьтесь, что это страница, на которой отображается составная ставка, или внесите соответствующие изменения в положения о резервной ставке)</i>
	– Соответствующий финансовый центр:	[●]
(ix)	Расчет по ISDA:	[●]
	– Опцион по плавающей ставке:	[●]
	– Указанный срок погашения:	[●]
	– Дата изменения ставки:	[●]
	– Определения ISDA	2006 г.
(x)	Расчет со Ставкой CMS:	[Применимо / Не применимо]
	– Ставка-ориентир CMS:	[●]
	– Дата определения вознаграждения:	[●]
	– Соответствующая страница экрана:	[●]
	– Соответствующее время:	[●]
	– Коэффициент Маржи:	[Не применимо]/[●]
	– Указанный срок погашения:	[●]
	– Плавающая нога по CMS:	[●] (согласно определению в Определениях ISDA)
(xi)	Маржа(-и):	[+/-][●]% годовых
(xii)	Минимальная ставка вознаграждения:	[●]% годовых
(xiii)	Максимальная ставка вознаграждения:	[●]% годовых
(xiii)	Дробное исчисление дней:	[●]
(xiv)	Соответствующая исходная ставка:	[●]
(xv)	Прочие Соответствующие исходные ставки:	[●] <i>(укажите любые применимые Соответствующие исходные ставки, которые не являются Ставками-ориентирами. В противном случае удалите строку)</i>
	(xvi) Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир:	[укажите][Не применимо] <i>(укажите в отношении каждой Соответствующей исходной ставки)</i>
15.	Положения об Облигациях с нулевым купоном	[Применимо / Не применимо]
	(i) [Амортизационная/начисляемая] доходность:	[●]% годовых
	(ii) Исходная цена:	[●]

- (iii) Дробное исчисление дней в отношении Сумм досрочного погашения: [[30/360][Фактическое/360][Фактическое/365]]

ПОЛОЖЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПОГАШЕНИЯ

16. **Опцион на покупку** [Применимо / Не применимо]
(Если не применимо, удалите остальные абзацы настоящего подпункта)
- (i) Дата(-ы) добровольного погашения: [●]
- (ii) Сумма(-ы) добровольного погашения каждой Облигации: [●] на Расчетную сумму
- (iii) Если возможно частичное погашение:
- (a) Минимальная сумма погашения: [●] на Расчетную сумму
- (b) Максимальная сумма погашения: [●] на Расчетную сумму
17. **Опцион на продажу** [Применимо / Не применимо]
- (i) Дата(-ы) добровольного погашения: [●]
- (ii) Сумма(-ы) добровольного погашения каждой Облигации: [●] на Расчетную сумму
18. **Дата начала действия опциона по номинальной стоимости** [●]
19. **Сумма окончательного погашения каждой Облигации** [●] на Расчетную сумму
20. **Сумма досрочного погашения**
Сумма(-ы) досрочного погашения на Расчетную сумму, подлежащая(-ие) выплате при погашении для целей налогообложения, в случае неисполнения обязательств или в других случаях досрочного погашения: [●] на Расчетную сумму / [По номинальной стоимости]

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЛИГАЦИЙ

21. **Форма Облигаций:** [Именная глобальная облигация, подлежащая обмену на Документарные облигации в определенных случаях, указанных в Именной глобальной облигации]
22. **Финансовый(-е) центр(-ы):** [Не применимо/[●]]

СВЕДЕНИЯ О ТРЕТЬИХ ЛИЦАХ

[(Соответствующие сведения о третьих лицах) были заимствованы из [Не применимо/[●]]. [Как KMG Finance, так и] KMG подтверждают, что данные сведения были воспроизведены точно, и что, насколько ей известно и насколько она может установить на основании сведений, опубликованных [Не применимо/[●]], не были опущены никакие факты, вследствие отсутствия которых воспроизведенная информация стала бы неточной или вводящей в заблуждение.]

[Подписано от имени KMG Finance:

Подпись:
Обладает надлежащими полномочиями]

Подписано от имени КМГ:

Подпись:
Обладает надлежащими полномочиями

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

ЧАСТЬ В – ПРОЧИЕ СВЕДЕНИЯ

1. ЛИСТИНГ

- (i) Листинг: London Stock Exchange plc [и Казахстанская фондовая биржа]
- Эмитентом (или от его имени) была подана заявка на допуск Облигаций к торгам на регулируемом рынке Лондонской фондовой биржи с [●].
- [Также Эмитентом (или от его имени) была подана заявка на включение Облигаций в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» «основной» платформы официального списка Казахстанской фондовой биржи с [●].]
- (ii) Допуск к торгам:
- (iii) Оценка совокупных расходов, связанных с допуском к торгам: [●]

2. РЕЙТИНГИ

- Рейтинги: [[Облигации будут [были/должны быть] выпущены с рейтингом]/[Приведенные ниже рейтинги отражают рейтинги, обычно присваиваемые Облигациям данного типа, выпускаемым в рамках Программы]]:
- [S & P: [●]]
- [Moody's: [●]]
- [Fitch: [●]]
- [Иной: [●]]
- [Не применимо]

3. [ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В ВЫПУСКЕ/ПРЕДЛОЖЕНИИ]

[Насколько известно Эмитенту, за исключением комиссий, подлежащих выплате [Менеджерам/Дилерам], никакое лицо, участвующее в предложении Облигаций, не имеет существенных интересов в отношении предложения. [Менеджеры/Дилеры] и их аффилированные лица участвовали и в будущем могут участвовать в инвестиционных банковских и/или коммерческих банковских сделках с Эмитентом [и Гарантом] и оказывать другие услуги Эмитенту [и Гаранту], а также в банковских сделках с Эмитентом [и Гарантом] и [его/их] аффилированными лицами и могут оказывать им другие услуги в рамках обычной деятельности. *(Внесите соответствующие изменения при наличии других интересов)*]

[[При добавлении любой иной информации следует рассмотреть вопрос о том, являются ли такие описываемые обстоятельства «существенными новыми факторами» и, соответственно, требуют ли они внесения дополнений в Проспект в соответствии со статьей 23 Регламента о проспектах эмиссии).]

4. [Только для Облигаций с фиксированной ставкой - ДОХОДНОСТЬ

- [●]
- Указание доходности: Доходность рассчитывается на Дату выпуска на основе Цены выпуска. Это не указание будущей доходности.]

5. РАСПРОСТРАНЕНИЕ

Запрет на продажу розничным инвесторам в ЕЭЗ и Соединенном Королевстве: [Применимо / Не применимо]

6. ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ

- ISIN: [●]
- Общий код: [●]
- CUSIP: [●]

Любая(-ые) клиринговая(-ые) система(-ы),
кроме [ДТК,] Euroclear Bank SA/NV и
Clearstream Banking S.A., и
соответствующий(-е) идентификационный(-е)
номер(-а):

[Не применимо/ укажите наименование(-я) и номер(-а)]

Доставка:

Доставка [при оплате / без оплаты]

Наименования и адреса дополнительного(-ых)
Платежного(-ых) агента(-ов):

[●]

УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

Настоящая Облигация – это одна из облигаций должным образом утвержденной эмиссии («Облигации») АО «НК «КазМунайГаз» («КМГ») или KazMunaiGaz Finance Sub B.V. («КМГ Finance») (каждый из них далее – «Эмитент») в рамках Программы глобальной эмиссии среднесрочных облигаций («Программа») объемом 10 500 000 000 долларов США, осуществляемой КМГ Finance и КМГ. В случае, когда КМГ Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций, оплата всех сумм, причитающихся со стороны КМГ Finance в отношении таких Облигаций, безусловно и безотзывно гарантирована КМГ, в соответствии с гарантией («Гарантия»), которая содержится в Договоре доверительного управления (как определено ниже).

Облигации предусмотрены Договором доверительного управления, который был изложен в новой редакции, с учетом внесенных в него изменений и дополнений (от 3 апреля 2018 года, далее с учетом дополнений, внесенных дополнительным соглашением от 28 сентября 2020 года (и с учетом дальнейших изменений и дополнений, которые могут быть внесены на соответствующий момент – «Договор доверительного управления») между КМГ Finance, КМГ и Citicorp Trustee Company Limited («Доверительный управляющий»), и далее по тексту этот термин будет означать всех Лиц, являющихся на тот или иной момент доверительным управляющим или доверительными управляющими по Договору доверительного управления), в качестве доверительного управляющего для держателей Облигаций (как определено ниже). Данные условия содержат краткое описание положений, которыми они обусловлены, и которые более подробно изложены в Договоре доверительного управления, содержащий формы Облигаций, о которых упоминается ниже. Платежи в отношении Облигаций будут осуществляться в соответствии с Агентским соглашением, которое было изложено в новой редакции, с учетом внесенных в него поправок (от 3 апреля 2018 года и с учетом дальнейших изменений и дополнений, которые могут быть внесены на соответствующий момент – «Агентское соглашение»), было заключено в отношении Облигаций между КМГ Finance, КМГ, Доверительным управляющим, Citibank N.A. (Лондонский филиал) в качестве главного платежного агента («Главный платежный агент» и «Платежный агент»), трансфер-агента («Трансфер-агент») и Агента по расчетам («Агент по расчетам»), Citigroup Global Markets Deutschland AG в качестве регистратора («Регистратор») и Citigroup Global Markets Europe AG (в качестве платежного агента и трансфер-агента («Платежный агент» и «Трансфер-агент»). Копии Договора доверительного управления, Агентского соглашения и любых Окончательных условий можно просмотреть после предъявления обоснованного требования в обычные рабочие часы в головном офисе Доверительного управляющего (в настоящее время расположенного по адресу: Citigroup Centre, Canada Square, Canary Wharf, London, E14 5LB), а также в указанных офисах Платежных агентов и Трансфер-агентов.

Держатели Облигаций наделены правами, связаны обязательствами и считаются осведомленными о положениях Договора доверительного управления, а также считаются осведомленными о применимых к ним положениях Агентского соглашения.

Все последующие указания в настоящих Условиях на «Облигации» являются указаниями на Облигации, являющиеся предметом Окончательных условий. Все термины, используемые с большой буквы, определения которых не содержится в данных Условиях, будут иметь значение, присвоенное им в Договоре на доверительное управление и в Окончательных условиях.

Для целей настоящих Условий, «Транш» означает Облигации, которые идентичны во всех отношениях, кроме даты выпуска Облигаций («Дата выпуска»), Даты начала начисления вознаграждения, а также суммы первой выплаты вознаграждения.

1. Форма, деноминация и право собственности

Выпускаемые Облигации имеют зарегистрированную форму и Установленную деноминацию, указанную в Окончательных условиях, или кратны таковой, и выпускаются без процентных купонов, при условии, что (i) Установленная деноминация не может быть меньше 100 000 Евро или эквивалента этой суммы в других валютах, и (ii) вознаграждение от Облигаций, предусмотренное Правилom 144А, не может начисляться на суммы менее 200 000 долларов США, или эквивалентные суммы в других валютах.

Настоящая Облигация может быть Облигацией с фиксированной ставкой, Облигацией с плавающей ставкой, Облигацией с нулевым купоном или комбинацией любых из вышеперечисленных облигаций или Облигацией иного вида, в зависимости от Вознаграждения и Условий Погашения/Выплаты, как указано в Окончательных условиях.

Право собственности на Облигации передается путем внесения регистрационной записи в реестре о том, что KMG Finance зарегистрирован в Регистрационном бюро в соответствии с положениями Агентского соглашения («**Реестр**»). Если иное не будет предписано судом соответствующей юрисдикции или законом, держатель (как определено ниже) любой Облигации считается и рассматривается как ее абсолютный владелец для любых целей, независимо от того, является ли она просроченной, и независимо от каких-либо уведомлений о владении, доверительном управлении или доли в такой Облигации, любых надписей на ней или ее кражи, или утери, и никакое Лицо не несет ответственности за подобное отношение к держателю.

Для целей настоящих Условий, «**держатель Облигации**» означает лицо, на имя которого зарегистрирована Облигация, а термин «**держатель**» будет иметь соответствующее значение, а термины, используемые с заглавной буквы, будут иметь значение, присвоенное им в Окончательных условиях, при этом отсутствие такого значения означает, что такой термин не применим к Облигациям.

2. Передача Облигаций

- (a) **Передача Облигаций:** Одна или более Облигаций утвержденной деноминации, предусмотренной Окончательными условиями, могут быть переданы полностью или частично, при условии передачи указанных в Окончательных условиях минимальных сумм, после передачи (осуществленной в установленном офисе Регистратора или любого Трансфер-агента) соответствующей Облигации или Облигаций, вместе с передаточной надписью установленной формы на такой Облигации или Облигациях (или в иной форме передачи, существенно схожей с установленной, и содержащей те же представительства и заверения (если применимо), если иное не согласовано с Эмитентом), должным образом завершенной и исполненной, а также в другими такими доказательствами, предоставления которых могут обоснованно потребовать Регистратор или Доверительный управляющий. В случае передачи лишь части прав на Облигацию, на имя принимающего лица издается новая Облигация в отношении передаваемой части, а в последующем, лицу, передающему часть прав на Облигацию, выдается новая Облигация, отражающая оставшуюся часть прав. Все передачи Облигаций и записи в Реестр осуществляются с соблюдением подробных правил, касающихся передачи Облигаций, содержащихся в приложениях к Агентскому соглашению. Правила могут изменяться Эмитентом или, если Эмитентом является KMG Finance – КМГ после предварительного письменного согласования с Регистратором и Доверительным управляющим. Копия действующих правил предоставляется Регистратором любому держателю Облигаций по соответствующему запросу.
- (b) **Применение Опционов или Частичного погашения в отношении Облигаций:** В случае применения опционов Эмитента (если применимо), КМГ или держателей Облигаций, или частичного погашения в отношении Облигаций, держателю такой Облигации выпускается новая Облигация, отражающая применение такого опциона или с указанием непогашенного остатка. В случае частичного применения опциона, в результате которого меняются условия Облигаций одного держателя, выпускаются отдельные Облигации в отношении тех Облигации одного держателя, которые имеют одинаковые условия. Новые Облигации выпускаются только в случае передачи существующих Облигаций Регистратору или любому из Трансфер-агентов. В случае передачи Облигаций Лицу, которое уже является держателем Облигаций, выпускается

новая Облигация, отражающая увеличенную долю держания в обмен на передачу Облигации, отражающей существующую долю держания.

- (c) **Вручение новых Облигаций:** Каждая новая Облигация, выпускаемая в соответствии с Условиями 2 (a) или (b) может быть вручена в течение пяти рабочих дней со дня получения формы передачи или Уведомления об исполнении (как определено в Условии 10(h)), и передачи Облигации для обмена. Вручение новой Облигации(-ций) осуществляется в определенном офисе Трансфер-агента или Регистратора (в зависимости от ситуации), которым осуществляется такое вручение или передача соответствующей формы передачи, Уведомления об исполнении или Облигация, или по выбору держателя, такое вручение или передача может быть осуществлена, как указано выше и как предусмотрено в соответствующей форме передачи, Уведомлении об исполнении или в ином письменном документе, незарегистрированной почтовой отправкой, при этом все риски несет держатель, которому выпускается новая Облигация, на указанный адрес, если такой держатель не заявит об ином и не оплатит предварительно соответствующему Трансфер-агенту расходы на такой альтернативный способ передачи и/или указанную им сумму страховки. В настоящем Условии 2(c), «**рабочий день**» означает любой день, кроме субботы или воскресенья, который является рабочим днем для банков, расположенных в месте, где находится указанный офис соответствующего Трансфер-агента или Регистратора (в зависимости от ситуации).
- (d) **Бесплатная передача:** Передача уведомлений о регистрации, передаче, использовании опциона или частичного погашения, осуществляется без какой-либо оплаты лично или от имени KMG Finance, а Регистратора или Трансфер-агентов, но после выплаты любых налогов и иных правительственных сборов, которыми может облагаться такая передача (или предоставление такой гарантии возмещения убытков, которой может потребовать Регистратор или соответствующий Трансфер-агент).
- (e) **Закрытые периоды:** Ни один из держателей Облигаций не вправе потребовать передачи Облигаций, подлежащей регистрации: (i) в течение 15 дней, до даты погашения или выплаты какой-либо Суммы вознаграждения в отношении такой Облигации; или (ii) в течение 15 дней до любой даты, в которую KMG Finance, по своему усмотрению, может потребовать погашения Облигаций, в соответствии с Условиями 10(e), (f), (g) или (i) после любого требования о погашении Облигаций.
- (f) **Ограничения передачи:** Если, в любое время, KMG Finance определит, что любой бенефициарный владелец Облигаций, или любой счет, на который такой владелец приобретал Облигации, должный являться квалифицированным институциональным покупателем (КИП) или квалифицированным покупателем (КП), на самом деле не является КИП или КП, KMG Finance может (1) потребовать от такого бенефициарного владельца продажи его Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца, лицу, которое не является резидентом США, и осуществляет покупку посредством офшорной сделки, согласно Правилу S, или лицу, являющемуся КИП и также КП, или иным образом квалифицированным для покупки таких Облигаций, посредством транзакции, свободной от регистрации в соответствии с Законом о ценных бумагах или (2) потребовать от бенефициарного владельца продажи таких Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца KMG Finance у или его аффилированной компании по цене равной сумме меньшей чем (x) покупная цена, выплаченная бенефициарным владельцем за такие Облигации, (y) 100% основной суммы такой цены и (z) справедливая рыночная цена. KMG Finance вправе отказаться от передачи прав на Глобальную облигацию, регулируемую Правилем 144A, или Документарные облигации, регулируемые Правилем 144A, лицу, являющемуся резидентом США, не обладающему статусом КИП и КП.

3. Гарантия и статус

- (a) **Статус Облигаций:** Облигации составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4) необеспеченные обязательства KMG Finance, а которые расцениваются и будут расцениваться как равные между собой и как минимум как равные между собой в праве выплаты, со всеми другими существующими и будущими необеспеченными и неподчиненными обязательствами KMG Finance a, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.
- (b) **Статус Гарантии:** В случае, когда Эмитентом Облигаций является KMG Finance, КМГ, в соответствии с Гарантией, в безусловном и безотзывном порядке гарантировал должную и своевременную выплату всех сумм, время от времени причитающихся к выплате KMG Finance в отношении Облигаций и Договора доверительного управления. Обязательства КМГ по Гарантии составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4 (a)) необеспеченные обязательства КМГ которые расцениваются и будут расцениваться как равные между собой и как минимум как равные между собой в праве выплаты, со всеми другими существующими и будущими необеспеченными и неподчиненными обязательствами КМГ, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

4. Обязательство не создавать дополнительных обременений

- (a) До тех пор, пока какая-либо Облигация остается непогашенной (как определено в Договоре доверительного управления), КМГ не должен сам и не должен разрешать какому-либо Существенному дочернему предприятию создавать, принимать, допускать или позволять существование каких-либо Обеспечительных интересов, кроме Разрешенного обеспечительного интереса (как определено ниже), в отношении всего или любой части его предприятия, имущества, активов или доходов, настоящих или будущих, в целях обеспечения в пользу держателей любой Соответствующей задолженности (как определено ниже):
- (i) оплаты любой суммы в отношении любой такой Соответствующей задолженности;
 - (ii) любого платежа по любой гарантии в отношении любой такой Соответствующей задолженности; и
 - (iii) платежа по любому обязательству о возмещении убытков или похожему обязательству в отношении любой такой Соответствующей задолженности,

в любом из таких случаев не обеспечив одновременно или заранее в отношении Облигаций: (x) наличия равнозначного и соразмерного обеспечения в отношении такой Соответствующей задолженности до тех пор, пока такая Соответствующая задолженность является обеспеченной таким образом; либо (y) наличия обеспечения в виде любой другой гарантии, обязательства о возмещении убытков или другого обязательства или любого другого обеспечения (в каждом отдельном случае), которое Доверительный управляющий по своему абсолютному усмотрению сочтет существенно не менее выгодным для держателей облигаций; либо (z) как может быть утверждено Чрезвычайной резолюцией (как определено в Договоре доверительного управления) держателей облигаций.

- (b) Для целей настоящего Условия 4:

«Внутренняя соответствующая задолженность» означает любую Соответствующую задолженность, выраженную и подлежащую оплате в тенге, которая при выпуске не котировалась, не обращалась или не была куплена и продана ни на какой фондовой бирже, ни в какой автоматизированной торговой системе или ни на каком внебиржевом или ином рынке ценных бумаг за пределами Республики Казахстан, и которая при выпуске была размещена исключительно среди инвесторов в Республике Казахстан;

«Финансирование приобретения без регресса» означает любое финансирование всех или части расходов на приобретение, строительство или разработку любых активов или имущества, при условии, что: (i) любой Обеспечительный интерес, предоставленный со стороны КМГ или любого его Существенного дочернего предприятия в связи с этим, ограничен исключительно такими активами или имуществом; (ii) предоставляющие такое финансирование Лица прямо соглашаются ограничить свое право обратного требования активами или имуществом, приобретение, строительство или разработка которых финансируется ими, и прибылью, полученной от таких активов или имущества как основной источник возврата предоставленных средств; и (iii) в отношении КМГ или любого его Существенного дочернего предприятия не существует никаких иных прав обратного требования в отношении какого-либо нарушения каким-либо Лицом в рамках такого финансирования;

«Разрешенный обеспечительный интерес» означает, без дублирования:

- (i) любой Обеспечительный интерес, существующий на Дату выпуска; или
- (ii) любой Обеспечительный интерес, включающий в себя Гарантию в отношении Облигаций, выпущенную KMG Finance в рамках Программы; или
- (iii) любой Обеспечительный интерес, созданный или существующий в отношении Внутренней соответствующей задолженности; или
- (iv) любой Обеспечительный интерес, существующий в отношении любого имущества, дохода или активов любой компании в момент становления такой компании Существенным дочерним предприятием КМГ или приобретения такого имущества, дохода или активов (будь то в результате приобретения, слияния, объединения или иным образом) со стороны КМГ или любого Существенного дочернего предприятия, при условии, что такой Обеспечительный интерес не был создан в ожидании такого события и что никакой такой Обеспечительный интерес не распространяется на другое имущество, другой доход или другие активы такой компании или Группы; или
- (v) любой Обеспечительный интерес, предоставленный с целью обеспечения возврата Финансирования приобретения без регресса; или
- (vi) любой Обеспечительный интерес, созданный или существующий в отношении Соответствующей задолженности, основная сумма которого (в совокупности с основной суммой любой другой Соответствующей задолженности, на которую распространяется действие Обеспечительного интереса или Обеспечительных интересов) не превышает 20% от стоимости консолидированных общих активов, определенной на основании последней доступной консолидированной финансовой отчетности КМГ, подготовленной в соответствии с МСФО; или
- (vii) любой Обеспечительный интерес, возникающий из рефинансирования, продления, возобновления или повторного финансирования любой Соответствующей задолженности, обеспеченной Обеспечительным интересом, разрешенным любым из вышеуказанных исключений, при условии, что за исключением случаев, в которых подпунктами (i)-(vi) выше допускается иное, Соответствующая задолженность, в дальнейшем обеспеченная таким Обеспечительным интересом, не превышает сумму первоначальной Соответствующей задолженности, и действие такого Обеспечительного интереса не распространяется на какое-либо имущество, которое не было ранее предметом такого Обеспечительного интереса; или
- (viii) во избежание сомнений, любой Обеспечительный интерес, созданный или существующий в отношении любой Задолженности, не являющейся Соответствующей задолженностью;

«Соответствующая задолженность» означает любую настоящую или будущую Задолженность в форме облигаций, долговых обязательств, долговых инструментов или иных подобных инструментов рынка капитала или представленную такими

инструментами, которые обычно котируются, обращаются или покупаются и продаются на любой фондовой бирже, в автоматизированной торговой системе или на внебиржевом или ином рынке ценных бумаг; и

«**Обеспечительный интерес**» означает любой залог недвижимого или движимого имущества, обременение, право пользования, ограничение, договорное обязательство, право прохода или проезда, сервитут, право удержания, обременение залогом или иной обеспечительный интерес или коллидирующее притязание любого рода (включая, без ограничения, любое требование, аналогичное любому из вышеуказанного в соответствии с законодательством любой юрисдикции, а также любой договор об условной продаже или ином удержании права собственности или аренды аналогичного характера).

5. Ограничение на продажу активов

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной:

- (a) КМГ не будет сам и не позволит никакому Существенному дочернему предприятию продавать, сдавать в аренду, передавать или отчуждать иным образом в пользу любых Лиц все или любые свои соответствующие активы или имущество (включая акции в Акционерном капитале) в рамках одной сделки или серии сделок (связанных или нет), за исключением случаев:
 - (i) отчуждения активов или имущества, за которые КМГ или такое Существенное дочернее предприятие (в зависимости от ситуации) получает в момент такого отчуждения денежное вознаграждение, по меньшей мере равное Справедливой рыночной стоимости (в том числе, в отношении стоимости всего неденежного вознаграждения) отчуждаемых активов; или
 - (ii) отчуждения активов или имущества в ходе обычной деятельности КМГ или соответствующим Существенным дочерним предприятием; или
 - (iii) отчуждения активов или имущества между или среди КМГ и любыми Существенными дочерними предприятиями; или
 - (iv) отчуждения активов или имущества, которые являются морально устаревшими, излишними, избыточными или ненужными для осуществления деятельности КМГ или соответствующего Существенного дочернего предприятия, или не являются основными активами по иным основаниям; или
 - (v) отчуждения любых акций в Акционерном капитале KazMunayGas International N.V., АО «КазТрансГаз» и ТОО «КазРосГаз» или любого из них или любых активов или имущества соответствующей компании; или
 - (vi) отчуждения любых активов или имущества (в том числе, любых настоящих или будущих активов или прибыли) КМГ или любого Существенного дочернего предприятия, или любой их части, которые являются предметом любых схем секьюритизации, финансирования под обеспечение в форме дебиторской задолженности или активов или аналогичных схем финансирования, или любых контрактов на поставку продукции, договоров продажи с отсрочкой исполнения или с авансовой оплатой или иных аналогичных договоренностей, в соответствии с которыми в каждом таком случае все платежные обязательства подлежат исполнению исключительно за счет таких активов или прибыли; или
 - (vii) отчуждения любых активов или имущества с совокупной Чистой балансовой стоимостью, не превышающей 2 процентов совокупной Чистой балансовой стоимости Группы в течение любого одного календарного года.
- (b) Для целей настоящего Условия 5:

«**Справедливая рыночная стоимость**» применительно к любым активам КМГ или любого Существенного дочернего предприятия означает цену, которую можно получить наличными при коммерческой рыночной сделке за денежные средства

между желающим продать продавцом и желающим купить платежеспособным покупателем, на которых не оказывается давление с целью заключения сделки. Справедливая рыночная стоимость добросовестно определяется Советом директоров КМГ или соответствующего Существенного дочернего предприятия, суждение которых считается окончательным, или в случае любого отчуждения на сумму более 200 млн долларов США – Независимым оценщиком; и

«**Независимый оценщик**» означает любую из PricewaterhouseCoopers LLC, KPMG LLC, Deloitte & Touche LLP, Ernst & Young LLP или другую инвестиционно-банковскую, бухгалтерскую или оценочную фирму, имеющую международную репутацию и выбранную компетентным органом управления КМГ или соответствующего Существенного дочернего предприятия, при условии, что она не является Аффилированным лицом КМГ или любого Существенного дочернего предприятия.

«**Чистая балансовая стоимость**» означает:

(a) в отношении активов или имущества, которые могут быть проданы, сданы в аренду, переданы или иным образом отчуждены в соответствии с настоящим Условием 5, балансовую стоимость соответствующего актива или объекта имущества, которой является его цена покупки после учета налогов и таможенных пошлин, уплачиваемых в связи с приобретением, и после вычета амортизации и обесценения актива; и

(b) в отношении Группы, сумму, определенную путем вычета совокупных обязательств КМГ из совокупных активов КМГ согласно балансу по консолидированной финансовой отчетности КМГ,

в каждом случае рассчитанную на последовательной основе в соответствии с методикой, применяемой при подготовке консолидированной финансовой отчетности КМГ за соответствующий год.

6. Предоставление финансовой информации

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной:

(a) КМГ должен предоставлять Доверительному управляющему, как только они станут доступными, но в любом случае в течение пяти месяцев после окончания каждого из его финансовых годов, копии консолидированной финансовой отчетности КМГ за такой финансовый год, проверенной бухгалтерской фирмой с международной репутацией, выбранной КМГ, и подготовленной в соответствии с МСФО, последовательно применяемыми к соответствующей финансовой отчетности за предшествующий период.

(b) КМГ должен, как только они станут доступными, но в любом случае в течение 90 дней после окончания каждого первого полугодия каждого из его финансовых годов, предоставлять Доверительному управляющему не проверенную аудиторами консолидированную финансовую отчетность КМГ за такой период.

(c) КМГ настоящим обязуется предоставлять Доверительному управляющему, без ненужной задержки, такую дополнительную информацию относительно финансового положения или бизнеса КМГ, любого Существенного дочернего предприятия, которую Доверительный управляющий может обоснованно затребовать, включая предоставление сертификата согласно Договору доверительного управления.

7. Ограничения на реорганизацию

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной:

- (a) КМГ не будет, прямо или косвенно, осуществлять в рамках одной сделки или серии связанных сделок никакую реорганизацию (путем слияния компаний, присоединения, разделения, отделения или преобразования, согласно толкованию таких терминов в соответствии с применимым законодательством или иным образом), участвовать в каком-либо ином типе корпоративной реконструкции, или продавать, арендовать, передавать или иначе распоряжаться всеми активами КМГ или КМГ и Существенных дочерних предприятий (взятых в целом) или их существенной частью (в каждом случае далее – «**Реорганизация**»), если только:
- (i) либо (X) КМГ не будет оставшимся или продолжающим существование Лицом; либо (Y) оставшееся или продолжающее существование Лицо (если оно будет иным, чем КМГ) не примет на себя выполнение и соблюдение всех обязательств и условий настоящих Условий и Договора доверительного управления в действующей редакции, подлежащих выполнению со стороны КМГ; и
 - (ii) непосредственно перед и непосредственно после вступления такой сделки в силу не будет наступившим и не будет продолжаться никакой Случай неисполнения обязательств.
- (b) В целях вышесказанного, передача (путем аренды, переуступки, продажи, передачи права или иным образом, в одной транзакции или ряде транзакций) всего или по существу всего имущества или активов одного, или нескольких Существенных дочерних предприятий (взятых в целом на консолидированной основе), Акционерный капитал которых составляет все или по существу все имущество и активы КМГ (взятые в целом на консолидированной основе), будет считаться передачей всего или по существу всего имущества и активов КМГ.
- (c) Во избежание сомнений и с учетом положений Условия 10(d), любое Существенное дочернее предприятие может осуществить консолидацию или слияние или заключить любую сделку, составляющую Реорганизацию, с КМГ или с другим Существенным дочерним предприятием КМГ.

8. **Запрет на изменение деятельности**

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной, КМГ не будет осуществлять сам и должен обеспечить, чтобы никакое Существенное дочернее предприятие не осуществляло никакую деятельность, кроме: (a) разведки, добычи, транспортировки, очистки и переработки нефти и газа, (b) производства электроэнергии, (c) химического производства, (d) оптовой и розничной торговли в связи с вышеуказанным, или (e) любой деятельности, обоснованно связанной или являющейся вспомогательной или смежной по отношению к вышеуказанным видам деятельности; однако, при условии, что никакое положение настоящего Условия 8 не запрещает никакому члену Группы осуществлять любую деятельность или любые операции, которые не приводят к существенному изменению характера деятельности Группы в целом.

9. **Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты**

- (a) **Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения:** Вознаграждение по каждой Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную сумму, начиная (включительно) с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (ставкам) (выраженной в процентах), равной Ставке (ставкам) вознаграждения, такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения. Сумма выплачиваемого вознаграждения определяется в соответствии с Условием 9(f).

Если в Окончательных условиях указана Фиксированная сумма купона или Неполная сумма, то сумма вознаграждения, подлежащая выплате на каждую Дату выплаты вознаграждения, будет равна Фиксированной сумме купона или, если применимо, указанной таким образом Неполной сумме, и в случае Неполной суммы, подлежит

выплате на определенную Дату (Даты) выплаты вознаграждения, оговоренную в Окончательных условиях.

(b) **Облигации с плавающей ставкой вознаграждения:**

(i) Применение

Настоящее Условие 9(b) применяется к Облигациям только в случае, если в Окончательных условиях указано, что подлежат применению Положения об Облигациях с плавающей ставкой вознаграждения.

(ii) Начисление вознаграждения

Вознаграждение по Облигациям начисляется с Даты начала начисления вознаграждения по Ставке вознаграждения и выплачивается за истекший период в каждую Дату выплаты вознаграждения, с учетом Условия 11 (*Выплаты*). Вознаграждение по каждой Облигации прекращает начисляться с установленной даты окончательного погашения, за исключением случаев, когда при надлежащем предъявлении в выплате Суммы погашения ненадлежащим образом отказывается, и в таких случаях вознаграждение продолжает начисляться в соответствии с данным Условием (как до, так и после вынесения судебного решения) до более ранней из следующих дат: (i) дата, в которую все суммы, причитающиеся в отношении такой Облигации по такую дату, будут получены соответствующим Держателем Облигаций или от его имени, и (ii) дата, наступающая через семь дней после того, как Главный платежный агент или Доверительный управляющий (в зависимости от обстоятельств) уведомит Держателей Облигаций о получении им всех сумм, причитающихся в отношении Облигаций по такой седьмой день (за исключением случаев, когда имеет место какое-либо последующее неисполнение платежных обязательств).

(iii) Расчет с экранной ставкой – Срочная ставка

(A) Если в Окончательных условиях в качестве порядка определения Ставки(-ок) вознаграждения указаны и Расчет с экранной ставкой и Срочная ставка, Ставкой вознаграждения в отношении Облигаций за каждый Период начисления вознаграждения является (с учетом нижеизложенного):

(I) предложенное значение; или

(II) среднее арифметическое (при необходимости округленное до пятого десятичного знака, при этом 0,000005 округляется в большую сторону) предложенных значений,

(выраженная как годовая процентная ставка) для Ставки-ориентира, которая отображается (в зависимости от обстоятельств) на Соответствующей странице экрана на 11:00 (в Соответствующем финансовом центре) в соответствующую Дату определения вознаграждения, плюс или минус (как указано в применимых Окончательных условиях) Маржа (при наличии таковой), в каждом случае – как определит Агент по расчетам. Если на Соответствующей странице экрана доступны пять или более таких предложенных значений, наибольшее (при наличии более чем одного такого наибольшего значения – только одно из таких значений) и наименьшее (при наличии более чем одного такого наименьшего значения – только одно из таких значений) не учитываются Агентом по расчетам при определении среднего арифметического таких предложенных значений (округленного, как указано выше).

- (B) Если Соответствующая страница экрана недоступна, или если, применительно к пункту (А) выше, не отображается предложенное значение, или если, применительно к пункту (В) выше, отображается менее трех предложенных значений, то в каждом случае на момент, указанный в предыдущем пункте, Агент по расчетам просит каждый из Банков-ориентиров предоставить Агенту по расчетам свое предложенное значение (выраженное как годовая процентная ставка) Ставки-ориентира примерно в указанное в предыдущем пункте время на соответствующую Дату определения вознаграждения. Если два или более Банка-ориентира предоставляют Агенту по расчетам предложенные значения, то Ставка вознаграждения за Период начисления вознаграждения представляет собой среднее арифметическое (при необходимости округленное до пятого десятичного знака с округлением 0,000005 в большую сторону) предложенных значений плюс или минус (в зависимости от обстоятельств) маржа (при наличии таковой), в каждом случае – как определит Агент по расчетам.
- (C) Если применяется пункт (В) выше и Ставка-ориентир представляет собой межбанковскую предлагаемую ставку, а на какую-либо Дату определения вознаграждения только один Банк-ориентир предоставляет (или ни один Банк-ориентир не предоставляет) Агенту по расчетам предложенное значение, как предусмотрено предыдущим пунктом, Ставкой вознаграждения за соответствующий Период начисления вознаграждения является годовая ставка, которая, как определяет Агент по расчетам, представляет собой среднее арифметическое (при необходимости округленное до пятого десятичного знака с округлением 0,000005 в большую сторону) ставок, сообщенных Агенту по расчетам (по его просьбе) Банками-ориентирами, или любых двух таких ставок или большего их количества, по которым таким банкам предлагались (приблизительно на указанное время в соответствующую Дату определения вознаграждения) депозиты в Указанной валюте на период, равный периоду, который использовался бы для Ставки-ориентира ведущими банками на Лондонском межбанковском рынке (если Ставка-ориентир представляет собой LIBOR) или на межбанковском рынке Еврозоны (если Ставка-ориентир представляет собой EURIBOR), плюс или минус (в зависимости от обстоятельств) маржа (при наличии таковой), или, если менее чем два Банка-ориентира предоставляют Агенту по расчетам предлагаемые ставки, предлагаемая ставка для депозитов в Указанной валюте за период, равный периоду, который использовался бы для Ставки-ориентира, или среднее арифметическое (округленное, как указано выше) предлагаемых ставок для депозитов в Указанной валюте за период, равный периоду, который использовался бы для Ставки-ориентира, по которым, приблизительно на Соответствующее время в соответствующую Дату определения вознаграждения, как сообщает Агенту по расчетам любой банк или любые несколько банков (который или которые, по мнению Эмитента, являются подходящими для этих целей), они предлагают депозиты ведущим банкам на Лондонском межбанковском рынке (если Ставка-ориентир представляет собой LIBOR) или на межбанковском рынке Еврозоны (если Ставка-ориентир представляет собой EURIBOR), плюс или минус (в зависимости от обстоятельств) маржа (при наличии таковой), при условии, что если Ставка вознаграждения не может быть определена в соответствии с вышеизложенными положениями настоящего Условия 9(b)(iii)(C), Ставка вознаграждения определяется на последнюю предшествующую Дату определения вознаграждения (при этом, если в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения должна применяться маржа, отличная от маржи, применимой к последнему

предшествующему Периоду начисления вознаграждения, маржа, применимая к последнему предшествующему Периоду начисления вознаграждения, заменяется маржой, применимой к соответствующему Периоду начисления вознаграждения).

(D) Если применяется пункт (B) выше и в Окончательных условиях в качестве Ставки-ориентира указана ставка CMS и в какую-либо Дату определения вознаграждения только один Банк-ориентир предоставляет (или ни один Банк-ориентир не предоставляет) значения для Ставки-ориентира, Ставка-ориентир определяется на последнюю предшествующую Дату определения вознаграждения (при этом, если к соответствующему Периоду начислению вознаграждения применяется Маржа, отличная от Маржи, применимой к последнему предшествующему Периоду начисления вознаграждения, Маржа в отношении такого последнего предшествующего Периода начисления вознаграждения заменяется на Маржу в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения).

(E) Если Облигации с плавающей ставкой вознаграждения становятся подлежащими незамедлительному погашению в соответствии с Условием 14 (Случаи неисполнения обязательств), ставка и/или сумма вознаграждения, подлежащая выплате в их отношении, рассчитывается Агентом по расчетам с такой же периодичностью, как если бы такие Облигации не стали подлежащими погашению, и первый такой период начинается в момент истечения Периода начисления вознаграждения, в течение которого Облигации соответствующей Серии становятся подлежащими погашению, в соответствии с положениями настоящего Условия 9(b) (с необходимыми изменениями), с тем исключением, что ставки вознаграждения не должны публиковаться.

(iv) Расчет с экранной ставкой – Однодневная ставка

Если в Окончательных условиях в качестве порядка определения Ставки вознаграждения указаны и Расчет с экранной ставкой, и Однодневная ставка, в Окончательных условиях также должен быть указан Порядок расчета – либо Сложная суточная ставка (в этом случае применяются положения пункта (A) ниже), либо Средневзвешенная ставка (в этом случае применяются положения пункта (B) ниже).

Если соответствующая Серия Облигаций становится подлежащей погашению в соответствии с Условием 14 (Случаи неисполнения обязательств), окончательная Ставка вознаграждения рассчитывается за Период начисления вознаграждения до даты, в которую Облигации становятся подлежащими погашению (не включая такую дату), и такая Ставка вознаграждения продолжает применяться в течение всего периода, когда вознаграждение продолжает начисляться по такой Серии Облигаций в соответствии с Условием 9(d).

(A) Порядок расчета – Сложная суточная ставка

Если в Окончательных условиях в качестве Порядка расчета указана Сложная суточная ставка, Ставкой вознаграждения за Период начисления вознаграждения является, с учетом Условия 9(b)(vii) (Прекращение или запрет использования исходной ставки), в зависимости от обстоятельств и с учетом нижеизложенного, Сложная суточная ставка-ориентир плюс или минус (как указано в Окончательных условиях) применимая Маржа, при этом:

«Сложная суточная ставка-ориентир» означает, в отношении Периода начисления вознаграждения, ставку доходности инвестиции со сложным

суточным доходом в Указанной валюте (с применимой Ставкой-ориентиром - SONIA, SOFR или €STR, как указано в Окончательных условиях и как более подробно описано ниже – в качестве ставки-ориентира для расчета дохода), рассчитанную Агентом по расчетам на соответствующую Дату определения вознаграждения (i) (если в Окончательных условиях указано, что применяется «Расчет с индексом») на основании экранной ставки или индекса, регулируемой(-ого) администратором применимой Ставки-ориентира, которая(-ый) публикуется или отображается таким администратором или другой информационной службой) на соответствующее время в соответствующую Дату определения вознаграждения, как более подробно указано в Окончательных условиях; или (ii) (если в Окончательных условиях указано, что «Расчет с индексом» не применяется, или в Окончательных условиях указано, что «Расчет с индексом» применяется, но такая экранная ставка или индекс недоступны на соответствующее время в соответствующую Дату определения вознаграждения) в соответствии с приведенной ниже формулой (полученная процентная доля при необходимости округляется до пятого десятичного знака с округлением 0,000005 в большую сторону):

Смещение периода наблюдения

Если в Окончательных условиях указано «Смещение периода наблюдения» в качестве Порядка наблюдения:

$$\left[\prod_{i=1}^{d_o} \left(1 + \frac{r_i \times n_i}{D} \right) - 1 \right] \times \frac{D}{d}$$

где:

- «D» число, указанное в Окончательных условиях;
- «d» (в отношении соответствующего Периода наблюдения) количество календарных дней в таком Периоде наблюдения;
- «d_o» (в отношении соответствующего Периода наблюдения) количество Соответствующих рабочих дней в таком Периоде наблюдения;
- «i» (в отношении соответствующего Периода наблюдения) ряд целых чисел от одного до d_o, каждое из которых представляет Соответствующий рабочий день в хронологическом порядке, начиная (включительно) с первого Соответствующего рабочего дня такого Периода наблюдения;

«Соответствующий рабочий день» означает:

- (1) если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира – любой день, в который коммерческие банки открыты для осуществления обычной деятельности (включая операции с иностранной валютой и депозитами в иностранной валюте) в Лондоне; или
- (2) если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира, Рабочий день для ценных бумаг Правительства США; и

- (3) если в Окончательных условиях указана €STR, Соответствующий день расчетов;
- «n_i» в отношении любого Соответствующего рабочего дня «i» в соответствующем Периоде наблюдения означает количество календарных дней с такого Соответствующего рабочего дня «i» (включительно) до следующего Соответствующего рабочего дня (не включая такой день);
- «Период наблюдения» означает (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) период с даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до первого дня такого Периода начисления вознаграждения (включительно) до даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до Даты выплаты вознаграждения за такой Период начисления вознаграждения (или до даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до такой более ранней даты (при наличии таковой), в которую Облигации становятся подлежащими погашению) (не включая такую дату);
- «р» означает (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) количество Соответствующих рабочих дней, указанное в качестве Периода смещения наблюдения в Окончательных условиях (или, если такое количество не указано, пять Соответствующих рабочих дней), при условии, что «р» не должно быть менее трех Соответствующих рабочих дней в любой момент времени и не должно быть менее пяти Соответствующих рабочих дней без предварительного письменного одобрения Агента по расчетам;
- «г» означает (в отношении любого Соответствующего рабочего дня) (если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира) применимую ставку SONIA в отношении такого Соответствующего рабочего дня, или (если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира) применимую ставку SOFR в отношении такого Соответствующего рабочего дня, или (если в Окончательных условиях указана «€STR» в качестве применимой Ставки-ориентира) применимую ставку €STR в отношении такого Соответствующего рабочего дня; и
- «г_i» означает (в отношении любого Соответствующего рабочего дня) применимую ставку SONIA, ставку SOFR или ставку €STR (в зависимости от обстоятельств), указанную в определении термина «г» выше, в отношении такого Соответствующего рабочего дня.

Лар

Если в Окончательных условиях указан «Лар» в качестве Порядка наблюдения:

$$\left[\prod_{i=1}^{d_o} \left(1 + \frac{r_{i-pBD} \times n_i}{D} \right) - 1 \right] \times \frac{D}{d}$$

где:

- «D» число, указанное в Окончательных условиях;
- «d» (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) количество календарных дней в таком Периоде начисления вознаграждения;
- «d₀» (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) количество Соответствующих рабочих дней в таком Периоде начисления вознаграждения;
- «i» (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) ряд целых чисел от одного до d₀, каждое из которых представляет Соответствующий рабочий день в хронологическом порядке, начиная (включительно) с первого Соответствующего рабочего дня такого Периода начисления вознаграждения;

«Соответствующий рабочий день» означает:

- (1) если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира – любой день, в который коммерческие банки открыты для осуществления обычной деятельности (включая операции с иностранной валютой и депозитами в иностранной валюте) в Лондоне; или
- (2) если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира, Рабочий день для ценных бумаг Правительства США; и
- (3) если в Окончательных условиях указана €STR, Соответствующий день расчетов;

«n_i» в отношении любого Соответствующего рабочего дня «i» в соответствующем Периоде начисления вознаграждения означает количество календарных дней с такого Соответствующего рабочего дня «i» (включительно) до следующего Соответствующего рабочего дня (не включая такой день);

«p» означает количество Соответствующих рабочих дней, включенных в Период ретроспективного определения лага, указанный в Окончательных условиях (или, если такое количество не указано, пять Соответствующих рабочих дней), при условии, что «p» не должно быть менее трех Соответствующих рабочих дней в любой момент времени и не должно быть менее пяти Соответствующих рабочих дней без предварительного письменного одобрения Агента по расчетам;

«r» означает (в отношении любого Соответствующего рабочего дня) (если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира) применимую ставку SONIA в отношении такого Соответствующего рабочего дня, или (если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира) применимую ставку SOFR в отношении такого Соответствующего рабочего дня, или (если в Окончательных условиях указана «€STR» в качестве применимой Ставки-

ориентира) применимую ставку €STR в отношении такого Соответствующего рабочего дня; и

« r_{i-pBD} » означает (в отношении любого Соответствующего рабочего дня « i » в соответствующем Периоде начисления вознаграждения) применимую ставку SONIA, ставку SOFR или ставку €STR (в зависимости от обстоятельств), указанную в определении термина « r » выше, в отношении Соответствующего рабочего дня, наступающего за « p » Соответствующих рабочих дней до применимого Соответствующего рабочего дня « i ».

Ограничение операций

если в Окончательных условиях указано «Ограничение операций» в качестве Порядка наблюдения:

$$\left[\prod_{i=1}^{d_0} \left(1 + \frac{r_{i-pBD} \times n_i}{D} \right) - 1 \right] \times \frac{D}{d}$$

где:

- « D » число, указанное в Окончательных условиях;
- « d » (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) количество календарных дней в таком Периоде начисления вознаграждения;
- « d_0 » (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) количество Соответствующих рабочих дней в таком Периоде начисления вознаграждения;
- « i » (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) ряд целых чисел от одного до d_0 , каждое из которых представляет Соответствующий рабочий день в хронологическом порядке, начиная (включительно) с первого Соответствующего рабочего дня такого Периода начисления вознаграждения;

«Соответствующий рабочий день» означает:

- (1) если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира – любой день, в который коммерческие банки открыты для осуществления обычной деятельности (включая операции с иностранной валютой и депозитами в иностранной валюте) в Лондоне; или
- (2) если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира, Рабочий день для ценных бумаг Правительства США; и
- (3) если в Окончательных условиях указана €STR, Соответствующий день расчетов;

- «n_i» в отношении любого Соответствующего рабочего дня «i» в соответствующем Периоде начисления вознаграждения означает количество календарных дней с такого Соответствующего рабочего дня «i» (включительно) до следующего Соответствующего рабочего дня (не включая такой день);
- «Г» означает:
- (1) в отношении любого Соответствующего рабочего дня «i», который является Базовым днем, применимую ставку SONIA в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего такому Базовому дню (если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира), или применимую ставку SOFR в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего такому Базовому дню (если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира), или применимую ставку €STR в отношении такого Соответствующего рабочего дня (если в Окончательных условиях указана «€STR» в качестве применимой Ставки-ориентира); и
 - (2) в отношении любого Соответствующего рабочего дня «i», который не является Базовым днем (т.е. Соответствующего рабочего дня в течение Периода ограничения операций), применимую ставку SONIA в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего последнему Базовому дню соответствующего Периода начисления ограничений (такой последний Базовый день должен совпадать с Датой определения вознаграждения) (если в Окончательных условиях указана «SONIA» в качестве применимой Ставки-ориентира), или применимую ставку SOFR в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего последнему Базовому дню соответствующего Периода начисления ограничений (такой последний Базовый день должен совпадать с Датой определения вознаграждения) (если в Окончательных условиях указана «SOFR» в качестве применимой Ставки-ориентира), или применимую ставку €STR в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего последнему Базовому дню соответствующего Периода начисления ограничений (такой последний Базовый день должен совпадать с Датой определения вознаграждения) (если в Окончательных условиях указана «€STR» в качестве применимой Ставки-ориентира);
- «Г_i» означает применимую ставку SONIA, ставку SOFR или ставку €STR (в зависимости от обстоятельств), указанную в определении термина «Г» выше, в отношении применимого Соответствующего рабочего дня «i»;
- «Базовый день» означает каждый Соответствующий рабочий день в соответствующем Периоде начисления вознаграждения, за

исключением любого Соответствующего рабочего дня в Периоде ограничения операций; и

«Период ограничения операций» означает (в отношении Периода начисления вознаграждения) период со дня, следующего за Датой определения вознаграждения (включительно) (который должен начинаться не менее чем за три Соответствующих рабочих дня до соответствующей Даты выплаты вознаграждения и не может длиться менее пяти Соответствующих рабочих дней без предварительного письменного одобрения Агента по расчетам) в отношении такого Периода начисления вознаграждения, до (А) Даты выплаты вознаграждения в отношении такого Периода начисления вознаграждения или (В) если это другая дата – даты, в которую должна быть осуществлена соответствующая выплата вознаграждения (не включая такую дату).

(В) Порядок расчета – Средневзвешенная ставка

Если в Окончательных условиях в качестве Порядка расчета указана Средневзвешенная ставка, Ставкой вознаграждения в отношении Периода начисления вознаграждения является, с учетом Условия 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), в зависимости от обстоятельств и с учетом нижеизложенного, Средневзвешенная ставка-ориентир плюс или минус (как указано в Окончательных условиях) применимая Маржа, при этом:

«Средневзвешенная ставка-ориентир» означает (согласно расчетам Агента по расчетам на соответствующую Дату определения вознаграждения в соответствии с нижеизложенными подпунктами) (полученная процентная доля при необходимости округляется до пятого десятичного знака с округлением 0,000005 в большую сторону):

- (I) если в Окончательных условиях указан «Лаг» в качестве Порядка наблюдения, сумму Ставок-ориентиров в отношении каждого календарного дня в течение соответствующего Периода наблюдения, деленную на количество календарных дней в соответствующем Периоде наблюдения (и для этих целей Ставкой-ориентиром в отношении любого такого календарного дня, который не является Соответствующим рабочим днем, считается Ставка-ориентир в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего такому календарному дню); или
- (II) если в Окончательных условиях указано «Ограничение операций» в качестве Порядка наблюдения, сумму Ставок-ориентиров в отношении каждого календарного дня в течение соответствующего Периода начисления вознаграждения, деленную на количество календарных дней в соответствующем Периоде начисления вознаграждения (и для этих целей Ставкой-ориентиром в отношении любого такого календарного дня, который не является Соответствующим рабочим днем, считается, с учетом нижеизложенной оговорки, Ставка-ориентир в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего такому календарному дню), *при условии*, что в отношении любого календарного дня в таком Периоде начисления вознаграждения, приходящегося на Период ограничений операций, соответствующей Ставкой-ориентиром считается Ставка-ориентир в отношении Соответствующего рабочего дня, непосредственно предшествующего Дате определения вознаграждения в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения; и

«Период наблюдения» означает (в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения) период с даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до первого дня такого Периода начисления вознаграждения (включительно) до даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до Даты выплаты вознаграждения за такой Период начисления вознаграждения (или до даты, наступающей за «р» Соответствующих рабочих дней до такой более ранней даты (при наличии таковой), в которую Облигации становятся подлежащими погашению) (не включая такую дату);

(C) Положения о резервной ставке – SONIA

Если в Окончательных условиях указана SONIA в качестве применимой Ставки-ориентира, то в случае, если в отношении какого-либо Соответствующего рабочего дня, в который должна быть определена применимая ставка SONIA, такая ставка SONIA недоступна на Соответствующей странице экрана (и не была опубликована иным образом соответствующими уполномоченными дистрибьюторами), то (за исключением случаев, когда Агент по расчетам получает уведомление о какой-либо Альтернативной заранее установленной ставке-ориентире или Альтернативной ставке (и о любой соответствующей Корректировке спреда и/или решениях о корректировке) в соответствии с Условием 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), если применимо), ставкой SONIA в отношении такого Соответствующего рабочего дня является:

- (I) сумма (1) Банковской ставки Банка Англии («**Банковская ставка**»), действующей на 17:00 (или на момент окончания операционного дня, если он заканчивается раньше) в такой Соответствующий рабочий день, и (2) среднего значения спреда ставки SONIA к Банковской ставке за предшествующие пять Соответствующих рабочих дней, в которые была опубликована ставка SONIA, за исключением наибольшего спреда (или, при наличии более чем одного наибольшего спреда, только одного из таких наибольших спредов) и наименьшего спреда (или, при наличии более чем одного наименьшего спреда, только одного из таких наименьших спредов); или
- (II) если Банковская ставка в соответствии с Условием 9(b)(iv)(C)(I) выше недоступна на соответствующий момент времени – (1) ставка SONIA, опубликованная на Соответствующей странице экрана (или иным образом опубликованная соответствующими уполномоченными дистрибьюторами) в отношении ближайшего предшествующего Соответствующего рабочего дня, в который ставка SONIA была опубликована на Соответствующей странице экрана (или иным образом опубликована соответствующими уполномоченными дистрибьюторами) или (2) последняя ставка, определенная в соответствии с подпунктом (I) выше, если она является более поздней,

и в каждом случае термин «г» должен толковаться соответственно согласно Условию 9(b)(iv) (*Расчет с экранной ставкой – Однодневная ставка*).

(D) Положения о резервной ставке – SOFR

С учетом условия 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), если в Окончательных условиях указана SOFR в качестве применимой Ставки-ориентира, то в случае, если в отношении какого-либо Соответствующего рабочего дня такая ставка SOFR недоступна, то (за исключением случаев, когда Агент по расчетам получает уведомление о какой-либо Альтернативной заранее установленной ставке-ориентире или

Альтернативной ставке (и о любой соответствующей Корректировке спреда и/или решениях о корректировке) в соответствии с Условием 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), если применимо), ставкой SOFR в отношении такого Соответствующего рабочего дня является ставка SOFR в отношении ближайшего предшествующего Соответствующего рабочего дня, в который ставка SOFR была опубликована на Сайте Федерального резервного банка Нью-Йорка, и термин «г» должен толковаться соответственно согласно Условию 9(b)(iv) (*Расчет с экранной ставкой – Однодневная ставка*).

(E) Положения о резервной ставке - €STR

С учетом условия 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), если в Окончательных условиях указана €STR в качестве применимой Ставки-ориентира, то в случае, если в отношении какого-либо Соответствующего рабочего дня такая Ставка-ориентир недоступна, то (за исключением случаев, когда Агент по расчетам получает уведомление о какой-либо Альтернативной заранее установленной ставке-ориентире или Альтернативной ставке (и о любой соответствующей Корректировке спреда и/или решениях о корректировке) в соответствии с Условием 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*), если применимо), ставкой €STR в отношении такого Соответствующего рабочего дня является ставка €STR в отношении ближайшего предшествующего Соответствующего рабочего дня, в который ставка €STR была опубликована на Соответствующей странице экрана, и термин «г» должен толковаться соответственно согласно Условию 9(b)(iv) (*Расчет с экранной ставкой – Однодневная ставка*).

(F) Дополнительные резервные ставки – SONIA, SOFR и €STR

Если Ставка вознаграждения не может быть определена в соответствии с каким-либо из предшествующих положений, но без ущерба для Условия 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*) (в зависимости от обстоятельств, Ставкой вознаграждения является:

- (I) ставка, определенная на ближайшую предшествующую Дату определения вознаграждения (при этом, если применимые Маржа, Порядок определения рабочих дней, Дата определения вознаграждения (или любая иная дата установления ставки) и соответствующие положения и определения в условиях Облигаций, применимые в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения, отличаются от применимых в отношении последнего предшествующего Периода начисления вознаграждения, то Маржа, Порядок определения рабочих дней, Дата определения вознаграждения (или любая иная дата установления ставки) и соответствующие положения и определения в условиях Облигаций (в зависимости от обстоятельств), применимые в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения, заменяют Маржу, Порядок определения рабочих дней, Дату определения вознаграждения (или любую иную дату установления ставки) и соответствующие положения и определения в условиях Облигаций (в зависимости от обстоятельств), применимые в отношении последнего предшествующего Периода начисления вознаграждения); или
- (II) при отсутствии такой предшествующей Даты определения вознаграждения – первоначальная Ставка вознаграждения, которая применялась бы к таким Облигациям в отношении первого планового Периода начисления вознаграждения, если бы Облигации были выпущены на срок, равный продолжительности первого планового

Периода начисления вознаграждения, но заканчивающийся в Дату начала начисления вознаграждения (не включая такую дату) (с применением Маржи, Порядка определения рабочих дней, Даты определения вознаграждения (или любой иной даты установления ставки) и соответствующих положений и определений в условиях Облигаций, применимых в отношении первого планового Периода начисления вознаграждения).

(v) Расчет по ISDA

Если в Окончательных условиях указан Расчет по ISDA в качестве порядка определения Ставки(-ок) вознаграждения, Ставкой вознаграждения, применимой к Облигациям в отношении каждого Периода начисления вознаграждения, является сумма Маржи и соответствующей Ставки по ISDA, где «Ставка по ISDA» в отношении любого Периода начисления вознаграждения означает ставку, равную Плавающей ставке (согласно определению в Определениях ISDA), которая была бы определена Агентом по расчетам по процентному свопу, если бы Агент по расчетам действовал в качестве Агента по расчетам в отношении такого процентного свопа в соответствии с условиями соглашения, включающего Определение ISDA, согласно которому:

(A) Опцион по Плавающей ставке (согласно определению в Определениях ISDA) предоставлен на условиях, указанных в Окончательных условиях;

(B) Установленным сроком погашения (согласно определению в Определениях ISDA) является период, указанный в Окончательных условиях; и

(C) соответствующей Датой изменения ставки (согласно определению в Определениях ISDA) является, (A) если соответствующий Опцион по Плавающей ставке основан на ставке предложения Лондонского межбанковского рынка (LIBOR) для валютных депозитов, первый день данного Периода начисления вознаграждения или (B) в любом ином случае – дата, указанная в Окончательных условиях.

(vi) Расчет со Ставкой CMS

Если в Окончательных условиях указан Расчет со Ставкой CMS в качестве порядка определения Ставки(-ок) вознаграждения, Ставкой вознаграждения, применимой к таким Облигациям («Облигации со Ставкой CMS») в отношении каждого Периода начисления вознаграждения является сумма Маржи и Ставки CMS (или ставки, определенной в соответствии с нижеизложенными положениями) или в Окончательных условиях указан Коэффициент Маржи, сумма: (a) Маржи; и (b) Ставки CMS (или ставки, определенной в соответствии с нижеизложенными положениями), умноженная на Коэффициент маржи, которую определяет Агент по расчетам.

Если Ставка CMS не отображается на Соответствующей странице экрана на Соответствующее время или приблизительно на Соответствующее время, Агент по расчетам должен определить процентную долю на основе значений среднерыночной ставки по полугодовым свопам, предоставленных Банками-ориентирами приблизительно на 11:00 в Основном финансовом центре для Указанной валюты в соответствующую Дату определения вознаграждения. Агент по расчетам должен запросить у головного офиса каждого из Банков-ориентиров в Основном финансовом центре для Указанной валюты значение соответствующей ставки, и

(A) если будет предоставлено не менее трех значений, ставкой на такую Дату определения вознаграждения является среднее арифметическое таких

значений без учета наибольшего значения (или, в случае равенства, одного из наибольших значений) и наименьшего значения (или, в случае равенства, одного из наименьших значений); и

(В) если будет предоставлено менее трех значений, Ставка вознаграждения определяется на последнюю предшествующую Дату определения вознаграждения (при этом, если в отношении соответствующего Периода начисления вознаграждения должна применяться маржа, отличная от маржи, применимой к последнему предшествующему Периоду начисления вознаграждения, маржа, применяемая к последнему предшествующему Периоду начисления вознаграждения, заменяется маржой, применимой к соответствующему Периоду начисления вознаграждения).

Для целей настоящего пункта

«**Плавающая нога по CMS**» означает Опцион по Плавающей ставке (согласно определению в Определениях ISDA), указанный в качестве такового в Окончательных условиях, с Указанным сроком погашения (согласно определению в Определениях ISDA), составляющим три месяца;

«**Ставка CMS**» означает Ставку-ориентир CMS (как указано в Окончательных условиях), которая отображается на Соответствующей странице экрана на Соответствующее время или приблизительно на Соответствующее время в соответствующую Дату определения вознаграждения;

«**Ставка-ориентир CMS**» означает Опцион по ставке (согласно определению в Определениях ISDA), указанный в качестве такового в Окончательных условиях, с Указанным сроком погашения (согласно определению в Определениях ISDA), установленным Окончательными условиями;

«**Коэффициент Маржи**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях;

«**Ориентировочная сумма**» означает сумму, которая является ориентировочной для отдельной сделки на соответствующем рынке на Соответствующее время или приблизительно на Соответствующее время; и

«**ставка по полугодовым свопам**» означает среднее значение ставок спроса и предложения для полугодовой фиксированной ноги, рассчитанное на основе соответствующего Дробного исчисления дней, для процентного свопа с обменом фиксированной ставки на плавающую ставку в Указанной валюте со сроком, равным Указанному сроку погашения, установленному Окончательными условиями, начинающемуся в такую Дату определения вознаграждения, на Ориентировочную сумму у признанного дилера с хорошей репутацией на рынке свопов и с плавающей ногой (рассчитанной на основе Дробного исчисления дней), равной Плавающей ноге по CMS.

(vii) Прекращение или запрет использования исходной ставки

Невзирая на положения Условий 9(b)(i) - 9(b)(vi) выше или любого иного положения настоящих Условий, если Эмитент определяет, что произошло какое-либо из следующих событий:

(А) публичное заявление или опубликование информации со стороны или от имени администратора Соответствующей исходной ставки, согласно которому он прекратил или прекратит предоставлять Соответствующую исходную ставку на постоянной основе или на неопределенный срок, при условии, что на момент такого заявления или опубликования информации

отсутствует новый администратор, который продолжил бы предоставлять Соответствующую исходную ставку; или

- (B) публичное заявление или опубликование информации со стороны регулирующего органа, осуществляющего надзор за администратором Соответствующей исходной ставки, центрального банка для валюты Соответствующей исходной ставки, должностного лица по вопросам несостоятельности, обладающего юрисдикцией в отношении администратора Соответствующей исходной ставки, органа по санации, обладающего юрисдикцией в отношении администратора Соответствующей исходной ставки, или суда или иного лица с аналогичными полномочиями в части несостоятельности или санации в отношении администратора Соответствующей исходной ставки, согласно которому администратор Соответствующей исходной ставки прекратил или прекратит предоставлять Соответствующую исходную ставку на постоянной основе или на неопределенный срок, при условии, что на момент такого заявления или опубликования информации отсутствует новый администратор, который продолжил бы предоставлять Соответствующую исходную ставку; или
- (C) публичное заявление или опубликование информации со стороны регулирующего органа, осуществляющего надзор за администратором Соответствующей исходной ставки, согласно которому, по мнению такого регулирующего органа, такая Соответствующая исходная ставка более не является ориентиром для соответствующего рынка либо методология расчета такой Соответствующей исходной ставки существенно изменилась; или
- (D) за исключением случаев, когда иное предусмотрено Окончательными условиями, в отношении Соответствующей исходной ставки происходит Событие в отношении администратора / исходной ставки,

то Эмитент вправе использовать вместо Соответствующей исходной ставки в отношении каждой будущей Даты определения вознаграждения (или иной даты установления ставки) альтернативную исходную ставку, определенную в соответствии с нижеизложенными положениями:

- (I) если в Окончательных условиях указана альтернативная ставка-ориентир, индекс или исходная ставка для этой цели («**Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир**») – такая Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир; или
- (II) если в Окончательных условиях не указана Альтернативная заранее установленная ставка-ориентир – альтернативная ставка-ориентир, индекс или исходная ставка, установленные центральным банком, резервным банком, орган денежно-кредитного регулирования или иное аналогичное учреждение (включая любой его комитет или рабочую группу) в юрисдикции применимой индексной валюты, которые соответствуют сложившейся рыночной практике (ставка, определенная в соответствии с подпунктом (A) выше или настоящим подпунктом (II), именуется «**Альтернативная ставка**»).

Эмитент вправе определить Корректировку спреда для Альтернативной ставки или Маржи, а также для применимого Порядка определения рабочих дней, Дат определения вознаграждения (или иных дат установления ставки) и соответствующих положений и определений в условиях Облигаций, в каждом случае – в соответствии со сложившейся рыночной практикой использования

такой Альтернативной ставки или Маржи для таких долговых обязательств, как Облигации.

Если Эмитент определит, что Альтернативная ставка на соответствующую дату отсутствует, он может определить альтернативную ставку, подлежащую использованию вместо Соответствующей исходной ставки (которая будет «**Альтернативной ставкой**» для целей данных положений), а также любые корректировки Маржи (включая Корректировку спреда), Порядка определения рабочих дней, Дат определения вознаграждения (или иных дат установления ставки) и соответствующих положений и определений в условиях Облигаций, в каждом случае – в соответствии со сложившейся рыночной практикой использования такой Альтернативной ставки для таких долговых обязательств, как Облигации.

Эмитент (действуя добросовестно и разумно с коммерческой точки зрения) вправе по своему усмотрению указать:

- (E) изменения, которые необходимо внести в настоящие Условия для приведения их в соответствие с рыночной практикой в отношении такой Альтернативной ставки-ориентира, включая, помимо прочего, (1) любые Банки-ориентиры, Деловой(-ые) центр(-ы), Рабочий день, Порядок определения рабочих дней, Дробное исчисление дней, Дату определения вознаграждения, Соответствующий финансовый центр и/или Соответствующую страницу экрана, применимые к Облигациям, и (2) порядок определения резервного порядка расчета Ставки вознаграждения в отношении Облигаций, если такая Альтернативная ставка недоступна; и
- (F) любые иные изменения, которые Эмитент считает разумно необходимыми для обеспечения надлежащего применения такой Альтернативной ставки и ее сопоставимости с предыдущей Ставкой-ориентиром (каждое такое изменение в совокупности с любым изменением, необходимым в соответствии с Условием 9(b)(vii)(E) выше, «**Изменение исходной ставки**», а в совокупности – «**Изменения исходной ставки**»).

Эмитент должен незамедлительно направить уведомление Держателям Облигаций в соответствии с Условием 20 (*Уведомления*), а также Доверительному управляющему и Агентам о наступлении любого из событий, указанных в Условиях 9(b)(vii)(A) - 9(b)(vii)(D) выше, Альтернативной ставке и любых решениях о корректировках, которые будут применяться к Облигациям. В уведомлении также должна подтверждаться дата вступления в силу Альтернативной ставки и любых корректировок. Любые Изменения исходной ставки, осуществленные в соответствии с настоящим Условием 9(b)(vii) должны доводиться до сведения Держателей Облигаций в соответствии с Условием 20 (*Уведомления*).

Любое согласие Доверительного управляющего, требуемое в связи с любым Изменением исходной ставки, должно быть предоставлено в соответствии с Условием 15 (*Собрания держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена*) и положениями Договора доверительного управления.

Согласие Держателей Облигаций не требуется в связи с определением Эмитентом соответствующей Альтернативной ставки или в связи с любым Изменением исходной ставки, в том числе в связи с любыми изменениями, вносимыми в настоящие Условия, Договор доверительного управления или Агентское соглашение.

Для целей настоящего пункта:

«Событие в отношении администратора / исходной ставки» означает, в отношении любых Облигаций, установление Эмитентом того, что какое-либо согласование, регистрация, подтверждение, утверждение, решение об эквивалентности, одобрение или включение в любой официальный реестр в отношении Соответствующей исходной ставки либо администратора или спонсора Соответствующей исходной ставки не были или не будут получены или осуществлены, либо соответствующий уполномоченный орган или иной соответствующий официальный орган отказал в их предоставлении или осуществлении, приостановил их действие или отозвал их, в каждом случае – таким образом, что Эмитент или Агент по расчетам не вправе или будет не вправе в соответствии с любым применимым законом или подзаконным актом использовать Соответствующие исходные ставки для исполнения своих соответствующих обязательств в отношении Облигаций;

«Соответствующая исходная ставка» означает, в отношении любых Облигаций:

(А) каждую Ставку-ориентир (или, если применимо, индекс, исходную ставку или иной источник ценообразования, на котором основана Ставка-ориентир), за исключением Ставки вознаграждения по Облигациям с фиксированной ставкой;

(В) каждый Опцион по Плавающей ставке (согласно определению в Определениях ISDA) (или, если применимо, индекс, исходную ставку или иной источник ценообразования, на котором основан Опцион по Плавающей ставке (согласно определению в Определениях ISDA)); или

(С) любой иной индекс, исходную ставку или иной источник ценообразования, указанный в качестве «Соответствующей исходной ставки в применимых Окончательных условиях; и

«Корректировка спреда» означает корректировку спреда (которая может быть положительной или отрицательной величиной, а также может быть равна нулю), установленную Эмитентом с учетом любой общепринятой отраслевой корректировки спреда или порядка расчета или определения такой корректировки спреда.

- (с) **Облигации с нулевым купоном:** В том случае, если Облигация, для которой в качестве Основы для расчета вознаграждения указан Нулевой купон, подлежит погашению до наступления Даты погашения, и если она не будет погашена при наступлении срока, то суммой, причитающейся к уплате до Даты погашения, будет являться Сумма досрочного погашения такой Облигации. А от даты наступления платежа Ставкой вознаграждения для любой непогашенной основной суммы такой Облигации будет являться ставка в год (в процентах), равная Доходности при погашении (как описано в Условии 10(b)(i)).
- (d) **Начисление вознаграждения:** Начисление вознаграждения по каждой Облигации прекращается на дату погашения, если только после предъявления должным образом выплата необоснованно задерживается или в выплате отказано, в этом случае начисление процентов продолжается (также, как и до вынесения решения) по Ставке процента в порядке, предусмотренном в данном Условии 9 до Соответствующей даты (как определено в Условии 12).
- (e) **Маржа, Максимальные/Минимальные ставки вознаграждения, Сумма погашения и Округление:**
- (i) Если в Окончательных условиях какая-либо Маржа или указана (либо (х) в целом, либо (у) в отношении одного или более Периодов начисления вознаграждения), необходимо произвести корректировку всех Ставок вознаграждения в случае

применения пункта (х) или Ставок вознаграждения для определенных Периодов начисления вознаграждения в случае применения пункта (у), рассчитанную в соответствии с вышеприведенным Условием 9(b), путем сложения (при положительном числе) или вычитания абсолютного значения (при отрицательном числе) такой Маржи, при постоянном соблюдении положения, указанного в следующем пункте.

- (ii) Если любая Максимальная или Минимальная ставка вознаграждения или Сумма погашения оговорены в Окончательных условиях, то любая Ставка вознаграждения или Сумма погашения подпадают под такой максимум или минимум, в зависимости от ситуации.
 - (iii) Для целей любых расчетов, требуемых в соответствии с данными Условиями (если не указано иное), (х) все проценты, полученные в результате таких расчетов, должны быть округлены, в случае необходимости, до ближайшей сотысячной доли процентного пункта (при этом половины округляются в большую сторону), (у) все цифры должны быть округлены до седьмой значащей цифры (при этом половины округляются в большую сторону) и (z) все суммы в валютах, причитающиеся к выплате, должны быть округлены до ближайшей единицы такой валюты (при этом половины округляются в большую сторону), за исключением случаев использования иен, которые округляются в сторону понижения до ближайшей иены. Для данных целей «единица» означает наименьшую сумму в такой валюте, которая имеется в наличии как законное платежное средство в стране или странах (в зависимости от ситуации) такой валюты.
- (f) **Расчеты:** Сумма вознаграждения к выплате на Расчетную сумму в отношении любой Облигации за любой Период начисления вознаграждения равна произведению Ставки вознаграждения, Расчетной суммы, указанной в Окончательных условиях и Коэффициента расчета дней за такой Период начисления вознаграждения, если только Сумма вознаграждения (или формула для ее расчета) применяется в отношении такого Периода начисления вознаграждения, в таком случае сумма вознаграждения к выплате по такой Облигации за такой Период начисления вознаграждения будет равна такой Сумме вознаграждения (или должна быть рассчитана в соответствии с такой формулой). В том случае если Процентный период включает два или более Периодов начисления вознаграждения, сумма вознаграждения к выплате по Расчетной сумме в отношении такого Процентного периода представляет собой сумму сложения Сумм вознаграждения к выплате по каждому из указанных Периодов начисления вознаграждения. В отношении любого другого периода за который необходимо рассчитать вознаграждение, применяются указанные выше положения, но Коэффициент расчета дней должен применяться за период, за который нужно рассчитать вознаграждение.
- (g) **Определение и публикация Ставок вознаграждения, Суммы вознаграждения, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения и Суммы добровольного погашения:** С учетом Условия 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*) в максимально короткий срок после Соответствующего времени на каждую Дату определения вознаграждения или в такое иное время на такую дату, на которую от Агента по расчетам могут потребовать рассчитать любую ставку или сумму, получить любую котировку или произвести определение или расчет, он должен будет определить такую ставку или рассчитать Суммы вознаграждения для соответствующего Периода начисления вознаграждения, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму добровольного погашения, получить такую котировку или произвести такое определение или расчет, в зависимости от ситуации, и привести Ставку вознаграждения и Суммы вознаграждения для каждого Периода начисления вознаграждения и соответствующую Дату выплаты вознаграждения, и, если требуется, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму добровольного погашения, которые должны быть доведены до сведения Доверительного

управляющего, Эмитента и, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ, каждого Платежного агента, держателей Облигаций и любого иного Агента по расчетам, назначенного в отношении Облигаций, который должен произвести дальнейший расчет после получения такой информации, и если Облигации обращаются на фондовой бирже и этого требуют правила такой биржи или иного соответствующего органа, то представить такой бирже или иному соответствующему органу в максимально короткий срок после определения указанных сумм, но в любом случае не позже, чем (i) начало соответствующего Процентного периода, если они будут определены до такого времени в случае уведомления такой биржи относительно Ставки вознаграждения, Суммы вознаграждения, или (ii) во всех остальных случаях не позже четвертого Рабочего дня после такого определения. В том случае если любая Дата выплаты вознаграждения или Дата процентного периода подлежат корректировке в соответствии с Условием 9(b), то Суммы вознаграждения и Дата выплаты вознаграждения, публикуемые таким образом, могут быть впоследствии изменены (или соответствующие альтернативные меры приняты) без уведомления в случае продления или сокращения Процентного периода. Если погашение и выплата по Облигациям наступают в соответствии с Условием 14, то начисление вознаграждения и расчет Ставки вознаграждения в отношении Облигаций будут, тем не менее, продолжаться, как и ранее, в соответствии с данным Условием, но публикации Ставки вознаграждения или Суммы вознаграждения, рассчитанных таким образом, не требуется, если только Доверительный управляющий не потребует иного. Определение любой ставки или сумм, получение каждой котировки и проведение такого определения или расчета Агентом (Агентами) по расчетам или Эмитентом, если он осуществляет такое определение в соответствии с Условием 9(b)(vii) (*Прекращение или запрет использования исходной ставки*) должно (при отсутствии явной ошибки) быть окончательным и обязательным для всех сторон.

10. Погашение, покупка и опционы

(a) Окончательное погашение:

Если Облигация не погашена, не выкуплена и не аннулирована ранее, как указано ниже, и срок ее погашения не продлен по опциону Эмитента или держателя облигаций в соответствии с Условиями 10(d), 10(e), 10(f), 10(g), 10(h), 10(i) или 10(j), каждая Облигация подлежит окончательному погашению в Дату погашения, указанную в Окончательных условиях, в размере Суммы окончательного погашения (которая составляет основную сумму такой Облигации, если в Окончательных условиях не указано иное).

(b) Досрочное погашение:

(i) Облигации с нулевым купоном:

(A) Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации с нулевым купоном, случае погашения такой Облигации в соответствии с Условием 10(c) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 14 – Амортизированной номинальной сумме (рассчитанной, как показано ниже) такой Облигации, если в Окончательных условиях не определено иное.

(B) С учетом нижеприведенного подпункта (C), **Амортизированная номинальная сумма** Облигации равна плановой Сумме окончательного погашения такой Облигации на Дату погашения, дисконтированной на годовую ставку (выраженную в процентах), равную Амортизационной доходности (которая – если в Окончательных условиях не указано соответствующее значение – равна такой ставке, которая составила бы Амортизированную номинальную сумму, равную цене выпуска Облигаций, если бы их стоимость дисконтировалась до цены выпуска в Дату эмиссии), начисляемой ежегодно.

- (С) Если Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации – в случае ее погашения в соответствии с Условием 10(с) или при наступлении срока погашения в соответствии с Условием 16, – не выплачивается в установленный срок, Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации, составит Амортизированную номинальную сумму такой Облигации, как указано в подпункте (В) выше; при этом указанный подпункт имеет силу, как если бы дата, в которую наступает срок выплаты по Облигации, была Соответствующей датой. Расчет Амортизированной номинальной суммы в соответствии с настоящим подпунктом производится (в т. ч. до и после вынесения соответствующего судебного решения) до Соответствующей даты, кроме случаев, когда Соответствующая дата приходится на Дату погашения или более позднюю дату, и тогда сумма, подлежащая выплате, будет равна плановой Сумме окончательного погашения по такой Облигации на Дату погашения, включая все проценты, начисленные в соответствии с Условием 9(с).

Если такой расчет производится за период менее одного года, он должен быть произведен на основе Базы для расчета дней, приведенной в Окончательных условиях.

- (ii) *Другие Облигации:* Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации (помимо Облигаций, указанных выше в пункте (i)) – в случае погашения такой Облигации в соответствии с Условием 12(с) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 14, равна Амортизированной номинальной сумме, если в Окончательных условиях не определено иное.
- (с) **Погашение в налоговых целях:** Облигации могут быть погашены по решению Эмитента полностью (не частично) в любую Дату выплаты вознаграждения или – если указано в Окончательных условиях – в любой момент посредством направления держателям облигаций (безотзывного) извещения не менее чем за 30 и не более чем за 60 дней в размере Суммы досрочного погашения (см. Условие 10(b) выше) (включая проценты, начисленные до установленной даты погашения), если непосредственно, перед тем как направить такое извещение, Эмитент предоставил Доверительному управляющему доказательства того, что (а) (i) Эмитент обязан или будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 12, в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Нидерландов (в случае KMG Finance) или Казахстана (в случае КМГ), административно-территориальных единиц Нидерландов или государственных органов Нидерландов, имеющих право взимать налоги в Нидерландах, или соответствующей административно-территориальной единице Нидерландов или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) KMG Finance не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры, или (b) (i) касательно Облигаций, выпущенных KMG Finance, КМГ обязан или (при предъявлении требования по Гарантии) будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 12 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или производить какие-либо удержания или вычеты типов, указанных в Условии 12 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), из каких-либо сумм, выплачиваемых KMG Finance, чтобы KMG Finance мог осуществить выплату суммы основного долга или процентов по Облигации – в каждом случае если соответствующие суммы превышают суммы, которые должны были быть выплачены, если бы платеж должен был быть произведен до даты, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций – в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Республики Казахстан, ее

административно-территориальных единиц или государственных органов, имеющих право взимать налоги в Республике Казахстан или соответствующей административно-территориальной единице Республики Казахстан, или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) КМГ (или KMG Finance, в зависимости от того, что применимо) не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры; при этом извещение о погашении не может быть направлено ранее, чем за 90 дней до даты (в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше), в которую Эмитент, или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ был бы обязан выплатить такие дополнительные суммы или в которую КМГ был бы обязан осуществить такие удержания или вычеты, если бы наступил срок платежа по Облигациям или (если применимо) было предъявлено требование по Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или в которую КМГ был бы обязан произвести платеж KMG Finance, чтобы KMG Finance мог выплатить сумму основного долга или вознаграждения по Облигациям, если бы такие суммы подлежали выплате по Облигациям в соответствующий момент времени. До публикации извещения о погашении в соответствии с условиями настоящего пункта Эмитент должен вручить Доверительному управляющему: (1) свидетельство, подписанное двумя директорами Эмитента (или КМГ, в зависимости от того, что применимо), о том, что Эмитент имеет право осуществить такое погашение, с изложением фактов, доказывающих исполнение отлагательных условий в отношении права Эмитента осуществить такое погашение, и (2) заключение признанных независимых юрисконсультов, удовлетворяющее Доверительного управляющего по форме и содержанию, о том, что Эмитент или (в зависимости от того, что применимо) КМГ обязан или будет обязан выплатить такие дополнительные суммы; Доверительный управляющий имеет право принять такое свидетельство и заключение как достаточное доказательство выполнения отлагательных условий, изложенных выше в пунктах (a)(ii) и/или (b)(ii), и в таком случае такие доказательства имеют окончательную и обязательную силу для держателей облигаций.

- (d) **Погашение по опциону держателей облигаций в связи с Переходом контроля:** Если в течение периода, пока Облигация остается непогашенной, происходит Переход контроля, соответствующий Эмитент должен – по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней – погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения по цене в 100% от суммы основного долга по такой Облигации, включая вознаграждение, начисленное (или, в случае покупки, включая сумму, равную вознаграждению, начисленному) до (но не включительно) Даты продажи в связи с Переходом контроля (см. определение ниже).

Такой опцион («**Опцион на продажу в связи с Переходом контроля**») действует в следующем порядке.

Если происходит Переход контроля, в течение 30 дней с даты Перехода контроля или Понижения рейтинга при Реорганизации Эмитент должен направить извещение («**Извещение о Переходе контроля**») Держателям Облигаций в соответствии с Условием 20 с указанием характера Перехода контроля и процедуры исполнения Опциона на продажу в связи с Переходом контроля; при этом, если Доверительному управляющему становится известно о Переходе контроля (а Эмитент не выполнил указанное обязательство), Доверительный управляющий может и должен – по просьбе держателей как минимум одной пятой части суммы основного долга по непогашенным Облигациям – направить такое Извещение о Переходе контроля.

Для реализации Опциона на продажу в связи с Переходом контроля держатель Облигаций должен доставить в указанный офис Платежного агента в любой Рабочий день в период, начинающийся с даты Перехода контроля и заканчивающийся через 90

дней после наступления такой даты или (в зависимости от того, что наступит позже) через 90 дней после вручения держателям облигаций Извещения о Переходе контроля в соответствии с настоящим Условием 10(d) («Период продажи в связи с Переходом контроля»), подписанное и заполненное извещение об исполнении опциона, составленное в форме (которая действует на соответствующий момент времени и может – если сертификат на такие Облигации хранится в клиринговой системе – быть любой формой, отвечающей требованиям клиринговой системы и врученной в порядке, отвечающем требованиям клиринговой системы), которая может быть получена в любом указанном офисе любого Платежного агента («Извещение об Опционе на продажу в связи с Переходом контроля»), в котором держатель должен указать банковский счет (или, если платеж должен быть произведен в форме чека, адрес), на который должен быть произведен платеж в соответствии с настоящим пунктом, и к которому должен быть приложен сертификат на такие Облигации или документы, отвечающие требованиям соответствующего Платежного агента и подтверждающие, что сертификат на такие Облигации будет находиться в его распоряжении или под его контролем после вручения Извещения об Опционе на продажу в связи с Переходом контроля.

Эмитент по своему усмотрению погашает или покупает (или обеспечивает покупку) Облигации, являющиеся предметом каждого Извещения об Опционе на продажу в связи с Переходом контроля, в дату («Дата продажи в связи с Переходом контроля»), наступающую через семь дней после истечения Периода продажи в связи с Переходом контроля, если такие Облигации не будут погашены, куплены или аннулированы ранее. Извещение об Опционе на продажу в связи с Переходом контроля, направленное держателем Облигации, является безотзывным, за исключением случаев, когда до даты погашения наступает и не устранен Случай неисполнения обязательств, в случае чего такой держатель может, по своему усмотрению, отозвать Извещение об Опционе на продажу в связи с Переходом контроля, направив соответствующее извещение Эмитенту.

Для целей настоящего Условия 10(d):

«Переход контроля» считается наступившим по факту совершения какой-либо сделки (включая, без ограничения, слияние или консолидацию), в результате которой Республика Казахстан и/или любой другой федеральный или государственный орган, имеющий соответствующие полномочия владеть акциями КМГ (или любой организации-правопреемника Реорганизации, разрешенной Условием 7(a)), прекращают владеть (прямо или косвенно), по крайней мере, 50 процентами плюс одна акция выпущенного непогашенного акционерного капитала КМГ (или любой организации-правопреемника Реорганизации, разрешенной Условием 7(a)), наделенного правами голоса;

«Реорганизация» имеет значение, присвоенное данному термину в Условии 7(a).

- (e) **Погашение по опциону Эмитента и исполнение опционов Эмитента:** Если Окончательные условия предусматривают Опцион на покупку, Эмитент имеет право, направив безотзывное извещение держателям облигаций не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях), погасить или исполнить его опцион (определенный в Окончательных условиях) в отношении всех или (если предусмотрено) части Облигаций в любую Дату произвольного погашения или Дату исполнения опциона (в зависимости от того, что применимо). Погашение Облигаций осуществляется на Сумму произвольного погашения, включая проценты, начисленные до установленной даты погашения. Погашение или исполнение опциона могут быть осуществлены в отношении Облигаций с основной суммой не менее Минимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях, и не более Максимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях.

Все Облигации, в отношении которых направлено такое извещение, должны быть погашены, и опцион Эмитента должен быть исполнен в дату, указанную в извещении, в соответствии с настоящим Условием.

В случае частичного погашения или частичного исполнения опциона Эмитента в извещении держателям облигаций, сделанном в соответствии с Условием 20, должна быть указана основная сумма погашаемых Облигаций и держатель (держатели) таких Облигаций, которые подлежат погашению или в отношении которых был исполнен такой опцион, и такие Облигации погашаются в месте, утвержденном Доверительным управляющим, в установленном им порядке при условии соблюдения применимого законодательства и требований фондовой биржи или другого соответствующего органа.

- (f) **Погашение по приведенной стоимости по выбору Эмитента:** В любое время до Даты начала действия опциона по номинальной стоимости Эмитент вправе по своему выбору погасить Облигации в полном объеме, но не частично, направив держателям Облигаций безотзывное уведомление не менее, чем за 15 дней и не более, чем за 30 дней («Уведомление о реализации опциона») согласно Условию 20, а также Доверительному управляющему и Агентам, по следующей цене:
- (i) совокупная основная сумма находящихся в обращении Облигаций; плюс
 - (ii) вознаграждение и прочие суммы, причитающиеся в соответствии с настоящими Условиями (если таковые имеются), начисленные, но не выплаченные до (но не включительно) Даты расчетов по опциону (как определено ниже); плюс
 - (iii) Компенсация за досрочное погашение.

В Уведомлении о реализации опциона должна быть указана установленная дата такого погашения («Дата расчетов по опциону»).

Для целей настоящего Условия 10(f):

«Компенсация за досрочное погашение» означает в отношении любой Облигации в любое время сумму превышения (а) текущей стоимости Облигаций в Дату расчетов по опциону, представляющей собой непогашенную совокупную основную сумму Облигаций плюс любые обязательные суммы вознаграждения, которые иначе были бы начислены и подлежали выплате по таким Облигациям с и после Даты расчетов по опциону по Дату погашения (но за исключением вознаграждения, начисленного и не выплаченного до (но не включительно) Даты расчетов по опциону), рассчитанные с учетом дисконтной ставки, равной Казначейской ставке в Дату расчетов по опциону плюс 50 базисных пунктов, над (b) непогашенной совокупной основной суммой Облигаций в и по состоянию на Дату расчетов по опциону, при условии, что если в любое время сумма Компенсации за досрочное погашение будет составлять менее нуля, то в таких обстоятельствах сумма Компенсации за досрочное погашение будет равна нулю. Эмитент должен уведомить держателей Облигаций в соответствии с Условием 20, а также Доверительного управляющего и Агентов о Компенсации за досрочное погашение не менее, чем за два Рабочих дня до Даты расчетов по опциону.

«Казначейская ставка» означает доходность к погашению при осуществлении расчетов в отношении ценных бумаг Казначейства США с постоянной срочностью, почти равной периоду между Датой расчетов по опциону и Датой погашения. Эмитент получит такую доходность к погашению из информации, собранной и опубликованной в последнем выпуске Статистического бюллетеня Федеральной резервной системы H.15 (519) (либо в любом другом издании, заменяющем его), который станет общедоступным не менее, чем за три Рабочих дня (но не более, чем за пять Рабочих дней) до Даты расчетов по опциону (или если такой Статистический бюллетень не будет опубликован или доступен, из любого общедоступного источника аналогичных рыночных данных по выбору Эмитента, действующего добросовестно); однако, при условии, что если период между Датой расчетов по опциону и Датой погашения не

равен постоянной срочности ценной бумаги Казначейства США, для которой дается средняя недельная доходность, Казначейская ставка должна быть получена путем линейной интерполяции (до ближайшей двенадцатой части года) средних недельных значений доходности ценных бумаг Казначейства США, для которых даны такие значения доходности, при этом, если период между Датой расчетов по опциону и Датой погашения составляет меньше одного года, то должна использоваться средняя недельная доходность фактически торгуемых ценных бумаг Казначейства США, скорректированная на постоянную срочность, равную одному году.

(g) **Добровольное погашение по номинальной стоимости:** Эмитент может, направив держателям Облигаций безотзывное уведомление не менее, чем за 15 дней и не более, чем за 30 дней (с указанием установленной даты погашения) в соответствии с Условием 20, а также Доверительному управляющему и Агентам, в любое время не позднее даты («Дата начала действия опциона по номинальной стоимости», которой является (а) в отношении Облигаций, выпущенных со сроком погашения не менее десяти лет, дата, наступающая за шесть месяцев до Даты погашения таких Облигаций; и (b) в отношении Облигаций, выпущенных со сроком погашения менее десяти лет, дата, наступающая за три месяца до Даты погашения таких Облигаций) («Дата добровольного погашения по номинальной стоимости») погасить Облигации в полном объеме либо частично, исходя из 100%-ной основной суммы Облигаций вместе со всем начисленным и не выплаченным вознаграждением и Дополнительными суммами (если таковые имеются) до (но не включительно) Даты добровольного погашения по номинальной стоимости. Соответствующая Дата начала действия опциона по номинальной стоимости будет указана в Окончательных условиях. В случае частичного погашения выбор Облигаций осуществляется одним из следующих способов: (а) в соответствии с процедурами соответствующих клиринговых систем; или (b) если Облигации не находятся в клиринговых системах или соответствующей клиринговой системой не предусмотрен способ выбора, Облигации будут погашены путем жеребьевки в таком месте и в таком порядке, которые будут являться справедливыми и разумными в данных обстоятельствах, принимая во внимание общепринятую рыночную практику; в каждом случае при условии соблюдения любого применимого законодательства и правил фондовых бирж или иных нормативных требований. Ни Доверительный управляющий, ни Агент не несут никакую ответственность за выбор, сделанный в соответствии с настоящим Условием 10(g).

(h) **Погашение по опциону держателей облигаций и исполнение опционов держателей облигаций:** Если Окончательные условия предусматривают Опцион на продажу, Эмитент должен – по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях) – погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения на Сумму произвольного погашения, включая вознаграждение, начисленное до установленной даты погашения (не включительно).

Для исполнения такого опциона или любого другого опциона держателей облигаций, который может быть предусмотрен Окончательными условиями (который должен быть исполнен в Дату исполнения опциона), держатель должен передать Облигацию (Облигации) Регистратору или любому Трансфер-агенту в указанном офисе такого Регистратора или Трансфер-агента, приложив к ней заполненное извещение об исполнении опциона («Извещение об исполнении»), составленное в форме, которую можно получить у любого Платежного агента, Регистратора или любого Трансфер-агента (в зависимости от того, что применимо) в течение срока предъявления извещения. Переданные таким образом Облигации и исполненные опционы не могут быть отозваны (если Агентским соглашением не предусмотрено иное) без предварительного согласия Эмитента.

(i) **Погашение Эмитентом после частичного добровольного погашения Облигаций держателями Облигаций:** В случае погашения в любую Дату добровольного

погашения по номинальной стоимости и по состоянию на любую Дату добровольного погашения по номинальной стоимости 66^{2/3}% или более (на кумулятивной основе, учитывая основную сумму всех Облигаций, погашенных или погашаемых на тот момент, будь то в такую Дату добровольного погашения по номинальной стоимости или в любую предыдущую Дату добровольного погашения по номинальной стоимости) от размера первоначально выпущенной совокупной основной суммы Облигаций в соответствии с положениями Условия 10(d) или Условия 10(h), Эмитент вправе по своему исключительному усмотрению в течение 90 дней с такой Даты добровольного погашения по номинальной стоимости направить уведомление держателям Облигаций не менее, чем за 15 и не более, чем за 30 дней в соответствии с Условием 20 (при этом, такое уведомление не может быть отозвано), а также Доверительному управляющему и Агентам, и после наступления даты уведомления Эмитент будет вправе погасить все (и только все) находящиеся на тот момент в обращении Облигации по их основной сумме вместе с вознаграждением, начисленным до (но не включительно) даты такого погашения.

- (j) **Закрывающий опцион:** В случае, если по меньшей мере 80% совокупной номинальной стоимости Облигаций (включая, во избежание неправильного толкования, любые дополнительные Облигации, выпущенные в соответствии с Условием 19 (Дополнительные выпуски)), были погашены или выкуплены (кроме как в результате осуществления Эмитентом частичного опциона на покупку Облигаций в соответствии с настоящим Условием 10 по цене погашения, превышающей указанную ниже цену), Эмитент вправе в любое время до Даты начала действия опциона по номинальной стоимости, направив безотзывное уведомление Держателям Облигаций в соответствии с Условием 20, а также Доверительному управляющему и Агентам не менее, чем за 15, и не более, чем за 30 дней, погасить все (но не только некоторые) непогашенные Облигации по цене погашения, равной 100% номинальной стоимости непогашенных Облигаций плюс вознаграждение, начисленное по дату такого погашения (не включая такую дату).
- (k) **Покупка:** KMG Finance, КМГ и любое из их дочерних предприятий могут покупать Облигации на открытом рынке или в ином порядке по любой цене и в любое время.
- (l) **Аннулирование:** Все Облигации, купленные KMG Finance, КМГ или их дочерними предприятиями или от их имени, могут оставаться в их собственности, быть перепроданы или, по решению Эмитента, предъявлены на аннулирование посредством передачи Облигаций Регистратору, в случае чего такие Облигации аннулируются немедленно со всеми Облигациями, погашенными Эмитентом. Облигации, переданные на аннулирование, не могут быть перевыпущены или перепроданы, и обязательства Эмитента и, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ в отношении таких Облигаций считаются выполненными.

11. Выплаты

- (a) **Выплата суммы основного долга и вознаграждения:**
 - (i) Выплата суммы основного долга в отношении Облигаций производится по факту предъявления и сдачи соответствующих Облигаций в указанный офис любого из Трансфер-агентов или Регистратора в порядке, установленном ниже в пункте (ii).
 - (ii) Проценты по Облигациям выплачиваются Лицу, внесенному в Реестр на момент завершения рабочего времени в пятнадцатый день до наступления срока выплаты вознаграждения («Дата закрытия реестра»). Выплата вознаграждения по каждой Облигации производится в соответствующей валюте посредством чека, выставленного на банк и отправленного незастрахованной почтой держателю (или первому из указанных совместных держателей) такой Облигации по его адресу, указанному в Реестре. Держатель таких Облигаций не имеет право на получение процентов или других платежей в случае задержки каких-либо выплат по таким Облигациям, если чек, отправленный в соответствии с настоящим Условием, был доставлен после наступления срока платежа или был утерян на

почте. По заявлению держателя, представленному в указанный офис Регистратора или любого Трансфер-агента до Даты закрытия реестра, выплата вознаграждения может быть произведена перечислением на банковский счет получателя платежа, открытый в соответствующей валюте.

- (b) **Выплаты в соответствии с законодательством:** Выплаты осуществляются (i) в соответствии с применимыми требованиями налогового и другого законодательства, нормативных положений и директив, но без ограничения положений Условия 12, и (ii) в соответствии с любым удержанием или вычетом, необходимым в соответствии с соглашением, описанным в Разделе 1471(b) Кодекса США о внутренних доходах 1986 года («Кодекс»), или иным образом наложенным в соответствии с FATCA, или (без ущемления положений Условия 12) в соответствии с любым законом, предусматривающим межгосударственный подход к данному вопросу. Держатели облигаций не обязаны уплачивать комиссии или оплачивать расходы в связи с осуществлением таких выплат.
- (c) **Назначение Агентов:** Платежные агенты, Регистратор, Трансфер-агенты и Агент по расчетам, первоначально назначенные KMG Finance и КМГ, и их соответствующие офисы, перечислены ниже. Платежные агенты, Регистратор, Трансфер-агенты и Агент по расчетам действуют исключительно как агенты KMG Finance, КМГ и, в определенных обстоятельствах, Доверительного управляющего и не принимают каких-либо обязательств, агентских функций или функций доверительного управления в отношении держателей облигаций. KMG Finance и КМГ сохраняют право – в любой момент с разрешения Доверительного управляющего – изменить или прекратить полномочия любого Платежного агента, Регистратора, любого Трансфер-агента или Агента по расчетам (Агентов по расчетам) и назначить дополнительных или других Платежных агентов или Трансфер-агентов, при условии, что в любой момент времени у Эмитента имеется: (i) Главный платежный агент, (ii) Регистратор, (iii) Трансфер-агент, (iv) Платежный агент (Платежные агенты) с офисами, как минимум, в двух крупных городах Европы и (vi) другие такие агенты, которые могут потребоваться любой другой фондовой биржей, на которой котируются Облигации, – в каждом случае утвержденный Доверительным управляющим. Извещение о любых таких изменениях или изменении указанного офиса должно быть своевременно направлено держателям облигаций в соответствии с Условием 20.
- (d) **Агент по расчетам и Банки-ориентиры:** Эмитент должен обеспечить наличие в любой момент времени четырех Банков-ориентиров (или другого требуемого количества банков), имеющих офисы в Соответствующем финансовом центре, а также одного или нескольких Агентов по расчетам, если их наличие предусмотрено Облигациями, в течение срока, пока какие-либо Облигации остаются непогашенными (см. определение в Договоре доверительного управления). Если какой-либо Банк-ориентир (действующий через соответствующий офис) не может или не желает выполнять функции Банка-ориентира, Эмитент должен назначить другой Банк-ориентир, имеющий офис в Соответствующем финансовом центре, вместо первого банка. Если в отношении Облигаций назначено несколько Агентов по расчетам, ссылки на Агента по расчетам в настоящих Условиях подлежат толкованию как ссылки на каждого Агента по расчетам, выполняющего свои соответствующие функции в соответствии с Условиями. Если Агент по расчетам не может или не желает выполнять функции Агента по расчетам или не определяет ставку вознаграждения за Период начисления вознаграждения или Период начисления вознаграждения, не рассчитывает Сумму вознаграждения, Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму произвольного погашения (в зависимости от того, что применимо) или не выполняет любые другие требования в течение 7 дней с даты, в которую соответствующая сумма должна быть рассчитана, Эмитент должен назначить ведущий банк или инвестиционную банковскую фирму, осуществляющие операции на межбанковском рынке (или, если применимо, на рынке краткосрочных долговых обязательств, свопов или внебиржевом рынке индексных опционов) и наиболее тесно связанные с расчетами, которые должен производить Агент по расчетам (действуя через

головной офис в Лондоне или любой другой офис, осуществляющий активные операции на таком рынке), вместо первого Агента по расчетам. Агент по расчетам не может отказаться от своих обязанностей, если вместо него не назначен преемник, как указано выше.

Извещение о любых таких изменениях должно быть своевременно направлено держателям облигаций.

- (e) **Нерабочие дни:** Если дата осуществления выплаты по какой-либо Облигации не является рабочим днем, держатель не имеет право получить выплату до следующего рабочего дня и не имеет права на какие-либо проценты или иные суммы в связи с перенесением даты выплаты. В настоящем пункте «**рабочий день**» означает день (кроме субботы и воскресенья), в который банки и валютные рынки осуществляют операции в соответствующем месте предъявления в юрисдикциях, указанных в Окончательных условиях как «**Финансовые центры**», и:
- (i) (если выплата осуществляется не в евро) – если выплата должна быть произведена посредством перечисления на банковский счет в соответствующей валюте, – в который осуществляются валютные сделки в соответствующей валюте в главном финансовом центре страны такой валюты; или
 - (ii) (если выплата осуществляется в евро) который является Рабочим днем TARGET.

12. Налогообложение

Все платежи Эмитента или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ или от их имени в связи с Облигациями или (если применимо) Гарантией осуществляются без удержания каких-либо налогов, пошлин и государственных сборов любого характера, налагаемых, взимаемых или выплачиваемых Нидерландами, или Республикой Казахстан, их административными единицами или органами, уполномоченными взимать налоги (вместе – «**Налоги**»), кроме случаев, когда такое удержание требуется законодательством. В последнем случае KMG Finance или КМГ (в зависимости от ситуации) выплачивает дополнительные суммы держателям Облигаций с тем, чтобы они получили причитающиеся им суммы без вычета Налогов, однако дополнительные суммы не выплачиваются в связи с Облигациями:

- (a) **Наличие других оснований:** держателям (или третьим сторонам от имени держателей), которые несут ответственность по выплате таких Налогов в связи с Облигациями по причине какой-либо связи с Нидерландами или, в случае платежей, осуществляемых КМГ, с Республикой Казахстан помимо держания Облигаций или получения платежей в связи с Облигациями или (если применимо) в связи с Гарантией; или
- (b) **Предъявление позднее 30 дней после Соответствующей даты:** предъявленными (или в отношении которых предъявлена Облигация, представляющая их) для оплаты позднее 30 дней с Соответствующей даты, кроме случаев, когда держатель имеет право на получение таких дополнительных сумм после предъявления их к оплате на тридцатый день;
- (c) **Предъявление в другой юрисдикции:** предъявленными для оплаты держателями (или от их имени), которые могли бы избежать такого удержания при предъявлении соответствующих Облигаций другому Платежному агенту в государстве-участнике Европейского Союза.

Несмотря на другие условия выпуска Облигаций, любые суммы, подлежащие к оплате по Облигациям со стороны или от имени Эмитента, будут выплачены за вычетом удержаний и вычетов, налагаемым или предусмотренным в соответствии с соглашением, описанным в Разделе 1471(b) Кодекса, или иным образом наложенным в соответствии с FATCA или межправительственным соглашением между Соединенными Штатами и другой юрисдикцией, содействующей реализации данного процесса (или любым налоговым или регулирующим законодательством, правилами

или практикой реализации такого межправительственного соглашения) (любое такое удержание или выплата «**Удержание по FATCA**»). Ни Эмитент, ни любое другое лицо не должны оплачивать дополнительные суммы в отношении Удержания по FATCA.

В настоящих Условиях «**Соответствующая дата**» применительно к Облигациям означает дату, в которую впервые наступает срок платежа по ней, или (если какая-либо сумма была ошибочно удержана или не выплачена) дату, в которую была осуществлена выплата полной непогашенной суммы, или (если дата наступает раньше) дату, наступающую через семь дней после даты, в которую держателям облигаций в установленном порядке направлено было извещение о том, что при дальнейшем предъявлении Облигаций в соответствии с Условиями им будет осуществлен такой платеж, при условии, что фактически платеж осуществляется при таком предъявлении. Ссылки в настоящих Условиях на (i) «**основной долг**» включают премии, подлежащие выплате в связи с Облигациями, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы погашения по выбору, Амортизированные номинальные суммы и все прочие суммы, представляющие собой основной долг и подлежащие выплате в соответствии с Условием 10 с учетом изменений и дополнений; (ii) «**проценты**» («**вознаграждение**») включают все Суммы вознаграждения или иные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с Условием 9, а также изменения и дополнения к нему, и (iii) «**основной долг**» и/или «**проценты**» включают дополнительные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с настоящим Условием или обязательством, принятым вместо него или в дополнение к нему в Договоре доверительного управления.

13. Давность

Требования к KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) в связи с платежами по Облигациям становятся недействительными через 10 лет (применительно к основному долгу) и 5 лет (применительно к процентному вознаграждению) после Соответствующей даты.

14. Случаи неисполнения обязательств

Если наступило и продолжается любое из указанных событий («**Случай неисполнения обязательств**»), Доверительный управляющий может по своему усмотрению и должен по письменному требованию держателей не менее чем одной пятой части основной суммы всех непогашенных Облигаций или в соответствии со Специальной резолюцией, при условии, что он огражден от ответственности и/или имеет обеспечение в отношении нее и/или имеет предварительное финансирование в отношении нее удовлетворительным для него образом, направить Эмитенту извещение о том, что Облигации подлежат немедленному погашению в Сумме досрочного погашения вместе с процентным вознаграждением, начисленным до даты такого извещения:

- (a) **Неплатеж:** Эмитент не выплатил основной долг по каким-либо Облигациям в установленный срок погашения, сделав соответствующее объявление или при иных обстоятельствах, или Эмитент не выплатил процентное вознаграждение или дополнительные суммы по каким-либо Облигациям, и такой неплатеж продолжается в течение не менее семи дней в случае основной суммы или не менее четырнадцати дней в случае процентного вознаграждения или дополнительных сумм; или
- (b) **Нарушение других обязательств:** KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) не выполняют или иным образом нарушают какое-либо обязательство или соглашение по выпущенным ими Облигациям, Гарантии (если применимо) или Договору доверительного управления (кроме нарушений, особо оговоренных в настоящем Условии 14), и такое невыполнение или нарушение не устранено в течение 30 дней (или большего времени, определенного Доверительным управляющим исключительно по своему усмотрению) после направления соответствующего извещения доверенным лицом KMG Finance или КМГ, в зависимости от ситуации, или

- (c) **Перекрестное требование о досрочном погашении:** (i) Задолженность по Заемным средствам KMG Finance (если последний является Эмитентом), KMG или Существенного дочернего предприятия (а) подлежит погашению досрочно в результате невыполнения обязательств KMG Finance, KMG или Существенным дочерним предприятием, или (b) не погашена при наступлении срока погашения с учетом периода отсрочки, если имеется; (ii) Гарантия задолженности, предоставленная KMG Finance, KMG или Существенным дочерним предприятием в связи с Задолженностью по Заемным средствам другого Лица не реализована по требованию, и при этом основная сумма такой Задолженности по Заемным средствам (по отдельности или в совокупности) превышает 250 млн долларов США (U.S.\$250 000 000) (или эквивалентную сумму в иностранной валюте); или
- (d) **Банкротство:** (i) какое-либо Лицо начало процедуры или подало заявление для назначения конкурсного управляющего или ликвидатора в связи с неплатежеспособностью, санацией, реструктуризации долга, распределением активов и пассивов, объявлением моратория на платежи и аналогичными действиями, затрагивающими KMG Finance, KMG или Существенное дочернее предприятие, все (или, по мнению Доверительного управляющего) почти все их имущество, и такие процедуры или назначение не были отменены и оставались в силе в течение 45 дней; (ii) KMG Finance, KMG или Существенное дочернее предприятие начали процедуры в соответствии с применимым законодательством о банкротстве, неплатежеспособности или другим аналогичным законодательством, имеющим силу или введенным впоследствии, с целью объявления их банкротами, или согласились на применение процедур банкротства в отношении их, или направили заявление или согласие на реорганизацию в соответствии с вышеуказанным законодательством, или дали согласие на подачу такого заявления или назначение конкурсного управляющего или ликвидатора или доверительного управляющего или правопреемника для целей банкротства или ликвидации KMG Finance, KMG или Существенного дочернего предприятия, в зависимости от ситуации, или в отношении их имущества, или сделали назначение в пользу кредиторов, или по другим причинам не могут выплатить свои долги или признают свою неспособность в целом выплатить долги в установленный срок, или KMG Finance, KMG или Существенное дочернее предприятие начали процедуры с целью общей реструктуризации Задолженности, что в случае Существенного дочернего предприятия (исключительно, по мнению Доверительного управляющего) оказывает значительное неблагоприятное воздействие на интересы держателей облигаций; или
- (e) **Судебные решения:** Невыплата KMG или Существенным дочерним предприятием суммы, присужденной окончательным решением суда, превышающей 250 млн долларов США (U.S.\$250 000 000) (или эквивалентной суммы в иностранной валюте), причем такое судебное решение остается неисполненным и не имеет места отказ от него в течение более 30 дней подряд после того, как оно стало окончательным и не подлежащим обжалованию; или
- (f) **Соблюдение применимого законодательства:** KMG Finance или KMG не соблюдают какие-либо применимые законы или положения какого-либо правительства или регулирующего органа (включая правила валютного регулирования), что необходимо для осуществления их прав в законном порядке или выполнения их обязательств в связи с Облигациями, Гарантией, Договором доверительного управления или Агентским соглашением, или для обеспечения законной искивой силы указанных обязательств, или для обеспечения заключения необходимых соглашений или других документов, получения необходимых согласий и разрешений регулирующих органов и осуществления регистрации и предоставления им необходимых документов, и обеспечения законной силы полученных разрешений и согласий, что, исключительно по мнению Доверительного управляющего, оказывает значительное неблагоприятное воздействие на интересы держателей облигаций; или
- (g) **Недействительность и отсутствие искивой силы:** (i) действительность Облигаций, Договора доверительного управления, Гарантии или Агентского соглашения

оспаривается KMG Finance или КМГ или KMG Finance или КМГ отказываются от своих обязательств в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением (посредством общего приостановления платежей, моратория на погашение долга или иными способами), или (ii) KMG Finance или КМГ не могут законным образом выполнять свои обязательства в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением, или (iii) обязательства KMG Finance или КМГ в связи с Облигациями, Договором доверительного управления, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением становятся недействительными или утрачивают исковую силу, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 14(g), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное неблагоприятное воздействие на интересы держателей облигаций; или

- (h) **Вмешательство со стороны правительства:** (i) предприятие, активы и доходы KMG Finance или КМГ или Существенного дочернего предприятия или значительная их часть конфискована или иным образом отчуждена каким-либо Лицом, уполномоченным государственным, региональным или местным органом власти, или (ii) такое Лицо препятствует в осуществлении KMG Finance или КМГ или Существенным дочерним предприятием обычного контроля над их предприятием, активами или доходами или значительной их частью, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 14(h), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное неблагоприятное воздействие на интересы держателей облигаций.

15. **Собрания держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена**

- (a) **Собрания держателей облигаций:** В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве собраний держателей облигаций для рассмотрения каких-либо вопросов, затрагивающих их интересы, включая утверждение Чрезвычайной резолюции (в соответствии с определением данного термина в Договоре доверительного управления) о внесении изменений в любые из настоящих Условий или какие-либо положения Договора доверительного управления. Такое собрание может быть создано KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) или Доверительным управляющим, и созывается Доверительным управляющим (при условии удовлетворяющего возмещения убытка/обеспечения/предоплаты) по письменному требованию держателей облигаций, владеющих не менее 20% от основной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени. Кворум любого собрания, созванного для рассмотрения Чрезвычайной резолюции, составляют одного или более Участников голосования, владеющих или представляющих явное большинство основной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени, или в отношении какого-либо отсроченного собрания – одного или более Участников голосования, являющихся или представляющих держателей облигаций независимо от основной суммы принадлежащих или представляемых Облигаций, за исключением случаев, когда повестка дня такого собрания включает рассмотрение предложений, *среди прочего*, (i) об изменении сроков погашения Облигаций, какой-либо Даты оплаты в рассрочку или какой-либо даты Суммы вознаграждения по Облигациям, (ii) о снижении или аннулировании основной суммы Облигаций или какой-либо премии, выплачиваемой при погашении Облигаций, (iii) о снижении ставки или ставок вознаграждения в отношении Облигаций или изменении способа или основы расчета ставки или ставок или суммы вознаграждения или основы для расчета какой-либо Суммы вознаграждения в отношении Облигаций, (iv) в случае, если Минимальная и/или Максимальная ставка вознаграждения, Сумма оплаты в рассрочку или Суммы погашения указаны в Окончательных условиях, чтобы сократить какой-либо такой Минимум и/или Максимум, (v) об изменении какого-либо способа или основы для расчета Окончательной суммы погашения, суммы досрочного погашения или Альтернативной суммы погашения, включая способ расчета Амортизированной номинальной суммы, (vi) об изменении валюты или валют оплаты или номинала Облигаций, (vii) о принятии каких-либо мер, которые, как предусмотрено в

Окончательных условиях, могут быть предприняты исключительно после утверждения Чрезвычайной резолюции, к которой применяются специальные положения о кворуме, (viii) об изменении положений в отношении необходимого кворума на каком-либо собрании держателей облигаций или большинства, необходимого для принятия Чрезвычайной резолюции или какого-либо постановления, или (ix) (если применимо) об изменении или аннулировании Гарантии, при котором необходимый кворум составляют одного или более Участников голосования, владеющих или представляющих не менее двух третей, или на каком-либо отсроченном собрании – не менее одной трети основной суммы непогашенных на тот момент Облигаций. Любая Чрезвычайная резолюция, принятая надлежащим образом, имеет обязательную силу для держателей облигаций (независимо от того, присутствовали ли они на собрании, на котором была принята такая резолюция).

- (b) **Внесение изменений и отказ от права:** Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия держателей облигаций, внесение (i) каких-либо изменений в любые положения Облигаций или Договора доверительного управления, которые, по его мнению, носят формальный, незначительный или технический характер или вносятся для исправления явной ошибки, и (ii) каких-либо иных изменений (за исключением изменений, упоминаемых в Договоре доверительного управления), а также какого-либо отказа от признания или санкции в отношении какого-либо нарушения или предполагаемого нарушения каких-либо положений Облигаций или Договора доверительного управления, которое, по мнению Доверительного управляющего, не наносит существенный вред интересам держателей облигаций. Любое такого рода изменение, санкционирование или отказ имеют обязательную силу для держателей облигаций и извещаются о таком изменении в кратчайшие сроки.

Кроме того, Доверительный управляющий должен (при условии получения им сертификата, подписанного двумя уполномоченными представителями Эмитента и подтверждающего, что каждое изменение, внесения которого Эмитент требует от Доверительного управляющего в соответствии с Условием 9(b)(vii), является Изменением исходной ставки и целью такого изменения в требуемой формулировке является исключительно осуществление Изменения исходной ставки) дать согласие на любое Изменение исходной ставки вне зависимости от его последствий для соответствующих Держателей Облигаций и без возникновения какой-либо ответственности перед ними, при условии, однако, что Доверительный управляющий не обязан давать согласие на любое Изменение исходной ставки, которое, по его единоличному мнению, приведет к (i) возникновению у Доверительного управляющего какой-либо ответственности, в отношении которой он не получил гарантию возмещения и/или обеспечение и/или предварительное финансирование в соответствии со своими требованиями, или к (ii) увеличению обязательств или сокращению прав или средств правовой защиты Доверительного управляющего по Договору доверительного управления, Агентскому соглашению и/или настоящим Условиям (в зависимости от обстоятельств).

Согласие Держателей Облигаций в связи с каким-либо Изменением исходной ставки не требуется. Любые такие изменения имеют обязательную силу для Держателей Облигаций, и, если Доверительный управляющий не даст согласие на иное, любое такое изменение должно быть доведено до сведения Держателей Облигаций в соответствии с Условием 20 (*Уведомления*) в кратчайший разумный срок после его осуществления.

- (c) **Замена:** В Договоре доверительного управления предусмотрены положения, позволяющие Доверительному управляющему одобрить, при условии внесения соответствующих изменений и дополнений в Договор доверительного управления и выполнения таких других условий, которые вправе потребовать Доверительный управляющий, но без согласия держателей облигаций, замену правопреемника Эмитента в отношении его деятельности (если применимо) или КМГ или правопреемника в отношении его деятельности или какого-либо дочернего предприятия КМГ или правопреемника в отношении его деятельности вместо Эмитента или (если применимо) КМГ или какой-либо ранее замененной компании в качестве

основного должника или гаранта по Договору доверительного управления и Облигациям. В случае такой замены Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия держателей облигаций, изменение права, регулирующего Облигации или Договор доверительного управления при условии, что такое изменение не нанесет, по собственному мнению, Доверительного управляющего, существенный вред интересам держателей облигаций.

- (d) **Права Доверительного управляющего:** В связи с осуществлением своих функций (включая, без ограничений, функции, упоминаемые в настоящем Условии) Доверительный управляющий учитывает интересы держателей облигаций как класса и не учитывает последствия такого осуществления функций в отношении отдельных держателей облигаций, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и какой-либо держатель облигаций не вправе требовать, от KMG Finance или КМГ, какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий какого-либо такого осуществления функций в отношении отдельных держателей облигаций.

16. Принудительное исполнение

В любое время после наступления срока погашения Облигаций Доверительный управляющий вправе, по своему собственному усмотрению и без предварительного уведомления, возбуждать такие разбирательства против KMG Finance или КМГ, которые он может счесть необходимыми для принудительного исполнения условий Договора доверительного управления, Облигаций или Гарантии, однако он не обязан возбуждать какие-либо такие разбирательства, за исключением случаев, когда (а) возбуждение таких разбирательств предусмотрено в Чрезвычайной резолюции или необходимо в соответствии с письменным требованием держателей облигаций, владеющих не менее одной пятой основной суммы непогашенных Облигаций, и (б) он получил удовлетворительное возмещение убытков и/или обеспечение и/или предоплату. Ни один держатель облигаций не вправе предъявлять иск напрямую KMG Finance или КМГ за исключением случаев, когда Доверительный управляющий, будучи обязанным, предъявить такой иск, не предъявляет такой иск в разумные сроки, и иск остается непредъявленным.

17. Возмещение ущерба Доверительному управляющему

В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о возмещении ущерба Доверительному управляющему и его освобождении от ответственности, включая положения, освобождающие его от необходимости возбуждения дел о взыскании платежа, за исключением случаев возмещения к его удовлетворению, а также о получении возмещения понесенных им затрат и расходов приоритетно по отношению к требованиям держателей облигаций. Доверительный управляющий вправе заключать коммерческие сделки с KMG Finance, КМГ и любой компанией, связанной с KMG Finance или КМГ без необходимости отчета за какую-либо прибыль.

При осуществлении своих прав и полномочий в соответствии с настоящими Условиями и Договором доверительного управления Доверительный управляющий будет учитывать интересы держателей облигаций как класса, и не будет нести ответственность за какие-либо последствия для отдельных держателей Облигаций, явившиеся результатом того, что такие держатели связаны каким-либо образом с определенной территорией или налоговой юрисдикцией, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и никто из держателей облигаций не вправе требовать от Эмитента какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий такого осуществления прав и полномочий в отношении отдельных держателей облигаций.

18. Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена в соответствии с применимыми законами, положениями, а также положениями фондовой биржи или иного соответствующего органа в указанном офисе

Регистратора или такого иного Платежного агента или Трансфер-агента, в зависимости от конкретного случая, который может периодически назначаться Эмитент для этих целей, о чем уведомляются держатели облигаций, в каждом случае после оплаты заявителем сборов и затрат, понесенных в связи с этим, и на условиях, касающихся предоставления доказательств, гарантий и возмещения вреда (которые могут предусматривать, *среди прочего*, что, в случае, если утерянная, украденная или уничтоженная, как утверждается, Облигация будет впоследствии предъявлена к погашению, Эмитенту будет причитаться, по его требованию, к выплате сумма, которую Эмитент обязан выплатить в отношении таких Облигаций), а также на иных условиях, которые может потребовать Эмитент. Поврежденные или испорченные Облигации подлежат сдаче до выдачи новых Облигаций взамен этих.

19. Дополнительные выпуски

Эмитент вправе периодически, без согласия держателей облигаций, создавать и осуществлять выпуск дополнительных ценных бумаг на тех же условиях, что и Облигации во всех отношениях (или во всех отношениях, за исключением первой выплаты вознаграждения по ним), и таким образом, чтобы такой дополнительный выпуск был консолидирован и составлял единую серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой другой серии, или на таких условиях, которые Эмитент вправе определить во время осуществления такого выпуска. Ссылки в данных Условиях на Облигации включают (если по контексту не требуется иное) любые другие ценные бумаги, выпущенные в соответствии с настоящим Условием и составляющие единую серию с существующими Облигациями или отдельную серию. Дополнительные ценные бумаги должны выпускаться под различными номерами CUSIP, если они не выпущены согласно «законному перевыпуску» в целях федерального подоходного налога США. Любые дополнительные ценные бумаги, составляющие единую серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой серии, а также любые другие ценные бумаги, составляющие отдельную серию (с согласия Доверительного управляющего), устанавливаются Договором доверительного управления или каким-либо дополнительным соглашением к нему. В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве единого собрания держателей облигаций единой серии и держателей ценных бумаг других серий по решению Доверительного управляющего.

20. Уведомления

Уведомления держателям облигаций направляются авиапочтой первого класса (при отправке за рубеж) (или, в случае совместных держателей, держателю, чье имя указано в Реестре первым) на их соответствующие адреса, указанные в Реестре, и считаются врученными на четвертый день недели (за исключением субботы и воскресенья) от даты отправки. При условии, что до тех пор, пока Облигации котируются на Лондонской и Казахстанской фондовой бирже или на Международной бирже Астаны (в зависимости от обстоятельств), такое уведомление вместо этого может быть опубликовано в Службе новостей о правовом регулировании Лондонской фондовой биржи и на веб-сайте Казахстанской фондовой биржи или на веб-сайте Международной биржи Астаны (в зависимости от обстоятельств), в каждом случае в соответствии с любыми правилами Лондонской фондовой биржи и/или Казахстанской фондовой биржи или Международной биржи Астаны (в зависимости от обстоятельств). Любое такое уведомление считается врученным в дату такой публикации или, в случае неоднократной публикации или публикации в различные даты, в первую дату такой публикации, как предусмотрено выше. В той степени, в которой это требуется законодательством Казахстана, уведомления также должны быть опубликованы в средствах массовой информации в форме, приведенной в Уставе КМГ.

21. Закон о договорах 1999 года (права третьих лиц)

Ни одно Лицо не имеет право на принудительное исполнение какого-либо условия Облигаций в соответствии с Законом о договорах 1999 года (права третьих лиц).

22. Применимое право, юрисдикция и арбитраж

- (a) **Применимое право:** Договор доверительного управления и Облигации, включая какие-либо внедоговорные обязательства, возникающие из Договора доверительного управления и/или Облигаций или в связи с ними, регулируются и толкуются в соответствии с английским правом.
- (b) **Подсудность; арбитраж:** По Договору доверительного управления KMG Finance и КМГ (i) безотзывно подчинились юрисдикции судов Англии для целей рассмотрения и вынесения решения по какому-либо иску, судебному процессу или разбирательству или для целей урегулирования каких-либо споров, возникающих из Договора доверительного управления или Облигаций или в связи с ними; (ii) предоставили отказ от заявления каких-либо возражений, которые у них могут иметься в отношении назначения таких судов в качестве суда для рассмотрения и вынесения решения по какому-либо такому иску, судебному процессу или разбирательству или для урегулирования каких-либо таких споров, и соглашаются не делать никаких заявлений в отношении того, что какой-либо такой суд не является приемлемым или целесообразным; (iii) назначили Law Debenture Corporate Services Limited, Лондон, EC2V 7EX, Вуд стрит 100, 5-й этаж, для принятия каких-либо судебных повесток от их имени в Англии; (iv) дали свое согласие на принудительное исполнение какого-либо решения; (v) в случае, если они имеют право в какой-либо юрисдикции требовать для себя или своего имущества иммунитет от иска, приведения в исполнение судебного решения, ареста имущества (независимо от того, осуществляется ли такой арест во исполнение судебного решения, до его вынесения или на иных основаниях) или иного судебного процесса, и в случаях, когда в какой-либо такой юрисдикции такой иммунитет может относиться к ним самим или к их активам или доходам (независимо от того, были ли заявлены права на такой иммунитет), согласились не заявлять права на такой иммунитет и безотзывно отказались от него в полном объеме, допускаемом законами такой юрисдикции; и (vi) согласились с тем, что Доверительный управляющий вправе принять решение, направив KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) письменное уведомление, что какой-либо спор (включая требование, спор или разногласие в отношении существования, расторжения или действительности Облигаций) подлежит окончательному урегулированию в арбитражном порядке в соответствии с Регламентом ЛМТС в его действующей редакции и с учетом изменений, внесенных в соответствии с Договором доверительного управления.

23. Определения

(a) **Определяемые термины**

В настоящих Условиях, если контекстом не требуется иное, следующие термины имеют указанные значения:

«**Соответствующая задолженность**» применительно к Сделкам продажи/обратной аренды означает, на момент определения, текущую стоимость (дисконтированную по процентной ставке Облигаций с суммированием на полугодовой основе) всех обязательств арендатора по арендным платежам за оставшийся срок аренды, подразумеваемой такими Сделками продажи/обратной аренды (включая периоды продления аренды);

«**Базовый Проспект**» означает базовый проспект, связанные с программой, которая включает базовый проспект для целей Пункта 8 Регламента (ЕС) 2017/1129 Европейского Парламента и Совета от 14 июня 2017 года («**Регламент о проспектах эмиссии**») (термин, которой должен включать документы, включенные в него в качестве ссылки, время от времени, как это предусмотрено в нем), временные изменения, дополненные или замененные (но не включая любую информацию или документы, замененные или совмещенные любой информацией, впоследствии, включенной в него), и в отношении каждого транша, Окончательные условия;

«Рабочий день» означает:

- (i) применительно к любой валюте кроме евро – день (кроме субботы и воскресенья), в который коммерческие банки и валютные рынки осуществляют платежи в основном финансовом центре соответствующей валюты; и/или
- (ii) применительно к евро – день, в который работает система TARGET2 (**«Рабочий день TARGET»**); и/или
- (iii) применительно к какой-либо валюте и/или одному или нескольким Деловым центрам (указанным в Окончательных условиях) – день (кроме субботы и воскресенья), в который коммерческие банки и валютные рынки осуществляют платежи в соответствующей валюте в Деловых центрах или, если валюта не указана, в Деловых центрах в целом;

«Порядок определения рабочих дней» в отношении любой определенной даты имеет значение, указанное в Окончательных условиях, и, если это указано в Окончательных условиях, может иметь различные значения в отношении различных дат, и в этом контексте приведенные ниже выражения имеют следующие значения:

- (i) «Соглашение о следующем рабочем дне» означает, что соответствующая дата переносится на первый последующий день, который является Рабочим днем;
- (ii) «Измененное соглашение о следующем рабочем дне» или «Измененное соглашение об рабочем дне» означает, что соответствующая дата переносится на первый последующий день, который является Рабочим днем, с тем исключением, что если такой день приходится на следующий календарный месяц, такой датой является ближайший предшествующий день, который является Рабочим днем;
- (iii) «Соглашение о предшествующем рабочем дне» означает, что соответствующая дата переносится на ближайший предшествующий день, который является Рабочим днем;
- (iv) «Соглашение по ОПС», «Соглашение по плавающей ставке» или «Соглашение по евродолларовым облигациям» означает, что каждой соответствующей датой является дата с номером дня, соответствующем такой предшествующей дате в календарном месяце, наступающем через такое количество месяцев, которое указано в Окончательных условиях в качестве Указанного периода, после календарного месяца, в котором наступила такая предшествующая дата, *при условии, однако, что:*

(A) в случае отсутствия дня с соответствующим номером в календарном месяце, в котором должна наступать любая такая дата, такой датой является последний день такого календарного месяца, являющийся Рабочим днем;

(B) если любая такая дата в противном случае приходилась бы на день, не являющийся Рабочим днем, такой датой является ближайший следующий день, являющийся Рабочим днем, с тем исключением, что если такой день приходится на следующий календарный месяц, такой датой является ближайший предшествующий день, являющийся Рабочим днем; и

(C) если такая предшествующая дата наступила в последний день календарного месяца, являющийся Рабочим днем, то все такие последующие даты наступают в последний день, являющийся Рабочим днем в календарном месяце, наступающем через указанное количество месяцев после календарного месяца, в котором наступила такая предшествующая дата; и

- (v) «Отсутствие корректировок» означает, что соответствующая дата не переносится в соответствии с каким-либо Порядком определения рабочих дней;

«**Акционерный капитал**» применительно к какому-либо Лицу означает все акции, доли участия (в т.ч. в товариществах), права покупки, гарантии, опционы и прочие доли участия и их эквиваленты (независимо от определения) в акционерном капитале такого Лица, включая Привилегированные акции, за исключением долговых ценных бумаг, конвертируемых в такой акционерный капитал;

«**Капитализированные обязательства по аренде**» означает обязательство, подлежащее классификации в финансовой отчетности как капитализированная аренда в соответствии с МСФО; при этом сумма Задолженности, представленной таким обязательством, составляет капитализированную сумму такого обязательства на момент определения, в соответствии с МСФО, а Установленная дата погашения такого обязательства является датой платежа последней арендной платы или иной суммы, подлежащей выплате в связи с арендой, до первой даты, в которую аренда может быть расторгнута без штрафных санкций;

«**Договоры хеджирования**» применительно к какому-либо Лицу означает форварды, фьючерсы, опционы, отложенные контракты и аналогичные соглашения и договоренности, стороной или бенефициаром которых является такое Лицо, заключенные с целью защиты или получения выгод от колебаний цен на какие-либо товары, производимые или потребляемые КМГ или его Существенным дочерним предприятием в ходе его обычной деятельности;

«**Валютное соглашение**» применительно к какому-либо Лицу означает договор об обмене валюты, валютный своп или иное аналогичное соглашение, стороной или бенефициаром которого является такое Лицо;

«**Дробное исчисление дней**» применительно к расчету суммы процентного вознаграждения по Облигации за какой-либо период (включая первый день такого периода, но, не включая последний день) (являющийся или не являющийся Периодом начисления вознаграждения или Периодом начисления вознаграждения – «**Расчетный период**») означает:

- (i) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/Фактический период**» или «**Фактический период/Фактический период – ISDA**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 365 (или, если часть Расчетного периода выпадает на високосный год – сумму (А) фактического количества дней в части Расчетного периода, выпадающего на високосный год, разделенного на 366, и (В) фактического количества дней в части Расчетного периода, выпадающего на обычный год, разделенного на 365);
- (ii) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/365 (фиксировано)**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 365;
- (iii) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/360**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360;
- (iv) если в Окончательных условиях указано «**30/360**», «**360/360**» или «**По облигации**» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

«**Y₁**» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«Y₂» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«M₁» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«M₂» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«D₁» первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D₁ равняется 30; и

«D₂» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31 и D] больше 29, тогда D₂ равняется 30;

- (v) если в Окончательных условиях указано «30E/360» или «По Еврооблигации» – количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

«Y₁» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«Y₂» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«M₁» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

«M₂» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«D₁» первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D₁ равняется 30; и

«D₂» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D₂ равняется 30;

- (vi) если в Окончательных условиях указано «30E/360 (ISDA)» – количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

«Y₁» год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«Y₂» год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**M₁**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

«**M₂**» календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**D₁**» первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа, (i) если такой день приходится не на последний день февраля; (ii) если такое число 31, тогда D₁ равняется 30; и

«**D₂**» календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; (i) если такой день приходится не на последний день февраля, но не на Дату погашения; (ii) если такое число 31, тогда D₂ равняется 30;

«**Акции с ограниченными правами**» применительно к какому-либо Лицу означает акции Акционерного капитала, которые, в соответствии с их условиями (или условиями ценных бумаг, в которые они могут быть конвертированы или на которые они могут быть обменены по выбору держателя) или при наступлении каких-либо событий:

- (i) подлежат погашению или обязательному выкупу (кроме случаев, когда они могут быть выкуплены только за Акционерный капитал такого Лица, которые сами не являются Акциями с ограниченными правами) в соответствии с обязательствами по выкупному фонду;
- (ii) могут быть конвертированы в Задолженность или Акции с ограниченными правами или обменены на них по выбору держателя;
- (iii) подлежат обязательному выкупу или должны быть приобретены при наступлении определенных событий или на иных основаниях, полностью или частично;

«**Случай неисполнения обязательств**» имеет значение, указанное в Условии 14 выше;

«**Особая резолюция**» имеет значение, указанное в Договоре доверительного управления;

«**ФАТСА**» означает раздел от 1471 по 1474 Налогового кодекса США 1986 года с поправками, по состоянию на дату Базового проспекта и любых текущих или будущих правил или соглашений по ним или его официального толкования;

«**Окончательные условия**» означает, в отношении транша Окончательные условия, выданные с указанием соответствующих деталей такого Транша

«**Группа**» означает КМГ и его Дочерние предприятия как единое целое;

«**гарантия**» означает условное или иное финансовое обязательство какого-либо Лица, которое прямо или косвенно гарантирует какую-либо Задолженность какого-либо Лица и какое-либо обязательство, прямое или косвенное, такого Лица:

- (i) выкупить или оплатить Задолженность такого Лица (или направить или предоставить средства для покупки или оплаты) (возникшую в связи с созданием товарищества, письмом-подтверждением, соглашением о покупке активов, товаров, ценных бумаг или услуг, соглашением, предусматривающим неустойку в размере полной цены, соглашением о поддержании условий, указанных в финансовой отчетности и т.д.); или
- (ii) принятое с целью гарантирования кредитору по такой Задолженности ее погашения или его защиты от убытков в связи с Задолженностью (полностью или частично),

при условии, что термин «гарантия» не включает индоссаменты для инкассо и депонирования в ходе обычной деятельности. Термин «гарантировать» имеет соответствующее значение. Термин «гарант» означает Лицо, гарантирующее какое-либо обязательство;

«**Гарант**» означает КМГ, что подразумевает KMG Finance в качестве Эмитента Облигаций, в соответствии с Окончательными условиями;

«**Обязательства по хеджированию**» какого-либо Лица означает обязательства такого Лица по Соглашениям о процентной ставке, Валютным соглашениям или Договорам хеджирования;

«**МСФО**» означает Международные стандарты финансовой отчетности (ранее «Международные бухгалтерские стандарты»), издаваемые Правлением Комитета по международным стандартам финансовой отчетности (**IASB**) и толкования, издаваемые международным комитетом по интерпретации финансовой отчетности IASB (с учетом дополнений, изменений и новых редакций), применяемые на систематической основе, а также изменения указанных бухгалтерских принципов и практики, не имеющих существенного характера;

«**Принять**» означает принять, понести, гарантировать или иным образом стать ответственным; при условии, что Задолженность какого-либо Лица, существующая в момент, когда оно становится Существенным дочерним предприятием (в результате слияния, консолидации, приобретения или иным образом), считается Принятой таким Лицом в момент, когда оно становится Существенным дочерним предприятием. Термин «Принятие» имеет соответствующее значение.

«**Задолженность**» применительно к какому-либо Лицу на дату определения (без дублирования) означает:

- (i) основную сумму и премию (если имеется) в связи с задолженностью такого Лица по заемным средствам;
- (ii) основную сумму и премию (если имеется) в связи с обязательствами такого Лица, подтверждаемыми облигациями, долговыми обязательствами, нотами и аналогичными инструментами;
- (iii) основную часть всех обязательств такого Лица в связи с аккредитивами, акцептным финансированием банков и другими аналогичными инструментами (включая соответствующие обязательства по компенсации, если они относятся к счетам расчетов с поставщиками и такое обязательство погашается в течение 30 дней после Принятия);
- (iv) основную часть всех обязательств такого Лица выплатить покупную цену имущества с отсрочкой (кроме расчетов с поставщиками), срок выплаты которой наступает более чем через шесть месяцев после даты начала использования, принятия поставки или перехода права собственности на имущество;
- (v) Капитализированные обязательства по аренде и всю Соответствующую задолженность такого Лица;
- (vi) основную часть или преимущественное право очередности при ликвидации по всем обязательствам такого Лица в связи с выкупом, погашением или иной покупкой Акций с ограниченными правами или, применительно к Дочерним предприятиям – Привилегированных акций (в каждом случае не включая начисленные дивиденды);
- (vii) основную часть всей Задолженности других Лиц, обеспеченную Обеспечительным интересом в отношении активов такого Лица, независимо от того, была ли такая Задолженность принята таким Лицом; при условии, что сумма

- такой Задолженности меньше (а) справедливой рыночной стоимости таких активов на дату определения и (b) суммы Задолженности таких других Лиц;
- (viii) основную часть Задолженности других Лиц, гарантированную таким Лицом;
 - (ix) чистые обязательства такого Лица в связи с Обязательствами по хеджированию, не указанные в других пунктах настоящего определения (сумма таких обязательств должна быть в любой момент равна сумме расторжения соглашения или договоренности, в связи с которыми возникают такие обязательства, которая подлежала бы выплате такому Лицу в такой момент).

Сумма Задолженности какого-либо Лица в какую-либо дату представляет собой остаток на такую дату всех безусловных обязательств, указанных выше, и максимальную ответственность (при наступлении условий, в результате которых возникают такие обязательства) по всем условным обязательствам на такую дату.

«Задолженность по заемным средствам» означает Задолженность какого-либо Лица в связи с (Г) заемными средствами, (ii) суммами, привлеченными в порядке акцепта по акцептным кредитам, (iii) суммами, привлеченными в результате покупки долговых обязательств или выпуска облигаций, долговых обязательств и аналогичных инструментов, (iv) суммами обязательств по договорам аренды и продажи в рассрочку, которые, в соответствии с общепринятыми стандартами бухгалтерского учета в юрисдикции арендатора, считаются финансовым или капитальным лизингом, (v) суммами обязательств в связи с покупной ценой активов или услуг, выплата которой отложена в качестве способа привлечения финансов или финансирования приобретения соответствующих активов или услуг, и (vi) суммами, привлеченными в результате других сделок (включая форвардные контракты купли-продажи и продажу дебиторской задолженности с правом регресса), в коммерческом смысле представляющих собой заимствование;

«Гарантия задолженности» применительно к Задолженности какого-либо Лица означает обязательство другого Лица оплатить такую Задолженность, включая, без ограничения, (i) обязательство выкупить такую Задолженность, (ii) обязательство предоставить займы денежные средства, приобрести акции или другие ценные бумаги или подписаться на них, или приобрести активы или услуги с целью предоставления средств для оплаты Задолженности, (iii) гарантии против последствий неисполнения обязательства по оплате Задолженности, и (iv) прочие соглашения, создающие обязательства по оплате такой Задолженности;

«Период начисления вознаграждения» означает период, начинающийся в Дату начала начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в первую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно), а также каждый последующий период, начинающийся в Дату периода начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в следующую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно);

«Сумма процентного вознаграждения» означает:

- (i) в отношении Периода начисления вознаграждения, сумму процентного вознаграждения к выплате на Расчетную сумму за такой Период начисления вознаграждения, которая в случае Облигаций с фиксированной процентной ставкой и если не определено другое, означает Сумму фиксированного купона или Разбитую сумму, определенные здесь, как подлежащие к оплате на Дату выплаты вознаграждения, заканчивающую Период вознаграждения, часть которого образует Период начисления вознаграждения; и
- (ii) в отношении любого другого периода, сумму процентного вознаграждения к выплате на Расчетную сумму за такой период;

«**Дата начала начисления вознаграждения**» означает Дату эмиссии или другую дату, указанную в Окончательных условиях;

«**Дата определения вознаграждения**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях;

«**Период начисления вознаграждения**» означает период, начинающийся в Дату начала начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в первую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно), а также каждый последующий период, начинающийся в Дату периода начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в следующую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно);

«**Дата периода начисления вознаграждения**» означает каждую Дату выплаты вознаграждения, если иное не указано в Окончательных условиях;

«**Соглашения о процентной ставке**» применительно к какому-либо Лицу означает соглашение о защите процентной ставки, соглашение о процентном фьючерсе, соглашение о процентном опционе, соглашение о процентном свопе, соглашение о процентном кэпе, соглашение о фиксированном минимуме и максимуме процентной ставки, соглашение о процентном хедже или иные подобные соглашения или договоренности, стороной или бенефициаром которых является такое Лицо;

«**Определения ISDA**» означает (i) Определения ISDA 2000 (с учетом изменений и дополнений, внесенных на дату выпуска первого Транша Облигаций Серии (как указано в Окончательных условиях), опубликованную International Swaps and Derivatives Association, Inc.) или (ii) Определения ISDA 2006 (с учетом изменений и дополнений, внесенных на даты выпуска первого Транша Облигаций соответствующей Серии (как указано в Окончательных условиях), опубликованную International Swaps and Derivatives Association, Inc.), как указано в Окончательных условиях;

«**Эмитент**» означает KMG Finance или КМГ, как определено в Окончательных условиях в отношении Серии;

«**Маржа**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях;

«**Существенное дочернее предприятие**» означает любое Дочернее предприятие КМГ, которое имеет: (i) общую стоимость активов, которая составляет 10% или более от консолидированной общей стоимости активов КМГ, указанной в последней проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности КМГ, подготовленной в соответствии с МСФО и представленной в соответствии с Условием 6; или (ii) валовую прибыль, которая составляет 10% или более от консолидированной валовой прибыли КМГ, указанной в последней проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности КМГ, подготовленной в соответствии с МСФО и представленной в соответствии с Условием 6;

«**Лицо**» означает физическое лицо, корпорацию, товарищество, компанию с ограниченной ответственностью, совместное предприятие, ассоциацию, акционерное общество, траст, организацию без образования юридического лица, правительство или его агентство, или политическое подразделение, а также любое другое лицо;

«**Привилегированные акции**» применительно к Акционерному капиталу означает Акционерный капитал каких-либо классов (независимо от определения), которые являются привилегированными при выплате дивидендов или других сумм, или распределении активов при добровольной или принудительной ликвидации такого Лица, по отношению к другим акциям других классов Акционерного капитала такого Лица;

«**Ставка вознаграждения**» означает ставку процентного вознаграждения, подлежащую выплате в связи с Облигациями, которая установлена или рассчитывается в соответствии с положениями Окончательных условий;

«**Банки-ориентир**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях или, если такое указание отсутствует, четыре крупнейших банка, выбранных Эмитентом на рынке, который наиболее тесно связан со Ставкой-ориентиром;

«**Ставка-ориентир**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях, а в случае Облигаций со ставкой CMS означает Ставку-ориентир CMS;

«**Соответствующий финансовый центр**» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает финансовый центр, указанный в качестве такового в Окончательных условиях, с которым наиболее тесно связана Базовая отметка (если Базовой отметкой является EURIBOR, финансовым центром является Европа), или, если такового нет, – Лондон;

«**Соответствующий финансовый центр**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях;

«**Соответствующая страница экрана**» означает страницу, раздел или иную часть определенной информационной службы (включая, помимо прочего, Reuters), указанную в Окончательных условиях в качестве Соответствующей страницы экрана, или такую иную страницу, раздел или иную часть, которая может заменить ее в данной информационной службе или в соответствующей другой информационной службе, в каждом случае – назначенную Лицом, предоставляющим или обеспечивающим информацию, отображаемую на такой странице, для целей отображения ставок или цен, сопоставимых со Ставкой-ориентиром;

«**Соответствующее время**» имеет значение, указанное в Окончательных условиях;

«**Сделка продажи/обратной аренды**» означает сделку с имуществом, принадлежащим КМГ или Существенному дочернему предприятию или приобретенным впоследствии, посредством которой КМГ или Существенное дочернее предприятие передает указанное имущество какому-либо Лицу и затем арендует его у такого Лица;

«**Определенная валюта**» означает валюту, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или, если валюта не указана, валюта, в которой деноминированы Облигации;

«**Указанный срок погашения**» применительно к какой-либо ценной бумаге означает дату, указанную в ней в качестве фиксированной даты погашения основного долга, в т.ч. в соответствии с положениями об обязательном выкупе, но без учета каких-либо условных обязательств по погашению, выкупу и обратной покупке такого основного долга до первоначально установленной даты погашения;

«**Дочернее предприятие**» применительно к какому-либо Лицу (включая КМГ) означает корпорацию, товарищество, совместное предприятие, ассоциацию или иной хозяйствующий субъект, существующий или созданный или приобретенный впоследствии, (а) в случае корпорации – если КМГ и/или его Дочерним предприятиям принадлежит в ней более 50% всех прав голоса по Голосующим акциям, или если КМГ и/или его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такой корпорации; (b) в случае товарищества, совместного предприятия, ассоциации или иного хозяйствующего субъекта – если КМГ и/или его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такого субъекта на договорной основе, при этом (в случаях (а) и (b) выше) в

соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с КМГ для целей финансовой отчетности;

«**налоги**» означает все налоги (включая штрафы и пени, налагаемые в связи с их неуплатой или несвоевременной выплатой), налагаемые, взимаемые или удерживаемые в данное время или впоследствии Нидерландами, или налоговыми органами Нидерландов;

«**Доллары США**», «**USD**» или «**U.S.\$**» означает законную валюту Соединенных Штатов Америки;

«**Голосующие акции**» Лица означает все классы Акционерного капитала такого Лица, находящиеся в обращении и обычно дающие право голоса (без наступления каких-либо условий) при избрании его совета директоров, управляющих и доверительных управляющих (или Лиц, выполняющих аналогичные функции).

В конце Условий и положений, приведенных в каждом Сертификате, будут указаны имена и офисы Агентов, указанные в конце настоящего Базового проспекта.

(b) **Разное**

Для всех целей данных Условий, по состоянию на 31 декабря 2017 года и для каждого соответствующего последующего расчета (i) все финансовые и учетные условия, используемые в данных Условиях, определяются в соответствии с МСФО и проверяются ссылкой на последнюю консолидированную финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с МСФО и представленную в соответствии с Условием б; и (ii) в частности, без ограничения вышесказанного, любое обязательство или документ (с любым подтверждением), которые либо (x) принимаются в соответствии с договором о поставке продукции, предварительной продаже или предварительной оплате или с иной похожей договоренностью, либо (y) пользуются режимом собственного капитала в соответствии с МСФО, не считается «Задолженностью» или «Задолженностью по заемным средствам» для любых целей согласно настоящим Условиям.

В сносках к Условиям на каждом Сертификате будет указано имя и адрес Агентов, как указано в конце данного Базового проспекта.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ В КАЗАХСТАНЕ

Информация, представленная в настоящем разделе, получена из общедоступных документов и публикаций. Мнения из различных источников в отношении представленной информации могут не совпадать. По поводу приведенной здесь статистической информации можно сказать, что аналогичные статистические данные могут быть получены из иных источников, однако базовые допущения и методология, а, следовательно, и результаты, могут меняться от источника к источнику. Соответственно, и Компания, и KMG Finance каждый принимает на себя ответственность только за точное воспроизведение таких выдержек в настоящем разделе.

Введение

Нефтегазовая отрасль имеет стратегическое значение для Республики Казахстан, поскольку является основным источником экспортных поступлений и резервов, бюджетных платежей и будущих прямых иностранных инвестиций. В 2019 году на валовую добавленную стоимость от нефтегазовой отрасли приходилось 21,3% валового национального продукта Казахстана и 64,1% экспорта страны.

В советский период Казахстан был крупным поставщиком сырья. Страна обладает значительными, в большей степени неразведанными запасами нефти, природного газа и других полезных ископаемых. Каспийский регион включает в себя территории стран (в том числе России и Ирана), которые прилегают к Каспийскому морю. Часть территории Узбекистана также относится к Каспийскому региону благодаря своей близости к Каспийскому морю. На сегодняшний день самыми крупными нефтедобывающими странами в Каспийском регионе являлись Казахстан и Азербайджан. Ожидается, что в ближайшем будущем эти страны сохранят лидирующее положение в области нефтедобычи, что связано с ростом добычи на существующих месторождениях и разработкой недавно открытых месторождений. Туркменистан и Узбекистан являются основными производителями газа в Каспийском регионе, но они добывают меньше сырой нефти, чем Казахстан и Азербайджан. Кроме того, территории России и Ирана, расположенные возле Каспийского моря, не являются крупными источниками добычи сырой нефти для этих стран. Россия, однако, играет важную роль в данном регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским и Черным морями. В планы Правительства входит сохранение позиций Казахстана в качестве крупнейшего в СНГ объекта для прямых иностранных инвестиций.

Классификация запасов

Компания рассчитывает свои запасы с использованием как PRMS, так и казахстанской методологии. Если не указано иное, данные о запасах, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, заимствованы из анализа резервов, подготовленного в соответствии с казахстанской методологией инженерно-техническими специалистами Компании. См. раздел «*Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Определенная информация по запасам*».

Казахстанская методология

В Казахстане используется собственная система классификации запасов нефти и газа, основанная на действующей в бывшем Советском Союзе системе и утвержденная МЭМР (сейчас Министерство энергетики) 27 октября 2005 года, далее именуемая в настоящем Базовом проспекте - Казахстанская методология. При подсчете своих запасов Компания использует Казахстанскую методологию, основное отличие которой от методологий, применяемых в других странах мира, состоит в том, что оценка запасов осуществляется не на рентабельности извлечения нефтяных запасов. Соответственно, по данной методологии, заявленные запасы не всегда соответствуют промышленным запасам и результатам подсчета запасов, выполняемых по различным методологиям, и поэтому не могут быть точно приведены в соответствие. См. раздел «*Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой Другой информации - Определенная информация по запасам*».

Система классификации по казахстанской методологии основана на степени освоенности запасов месторождения. Все скопления углеводородов в месторождении группируются вместе. После начала разработки месторождения все скопления в таком месторождении классифицируются как разрабатываемые запасы. Каждое месторождение обладает запасами двух подгрупп - рентабельные и нерентабельные запасы.

К рентабельным (или извлекаемым) запасам относятся запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании существующих технологий и техники. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения. По степени разведанности запасы также делятся на доказанные (категории А, В, С1) и предварительно оцененные (неразведанные) (категории С2). В доказанных далее выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1) запасы.

Запасы, которые на текущий момент не относятся к промышленным, классифицируются как «ресурсы». Все численные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, относятся только к запасам категорий А, В и С1 («запасы категорий А+В+С1»). Сведения по ресурсам в настоящий Базовый проспект не включены.

В таблице ниже приведено подробное описание каждой категории запасов, используемой в Казахстанской методологии:

Категория А	Запасы категории А относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с утвержденным проектом разработки нефтяного или газового месторождения. Данные запасы изучены достаточно подробно, чтобы комплексно определить тип, форму и размеры залежи, степень насыщенности углеводородами, тип коллекторов, характер изменений характеристик коллектора, насыщение углеводородами в продуктивных пластах залежи, содержание и параметры углеводородов, а также основные характеристики залежи, определяющие условия разработки месторождения (режим операций, продуктивность скважин, пластовое давление, соотношение природного газа, конденсата и нефти, гидравлические характеристики и пр.)
Категория В.....	Запасы категории В относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с проектом опытно-промышленной разработки (в случае газового месторождения) или утвержденной технологической схемы разработки (в случае нефтяного месторождения). Содержание природного газа, газового конденсата и нефти в данных запасах определяется по промышленным притокам в скважинах на различных глубинах.
Категория С1.....	Запасы категории С1 рассчитываются по результатам промышленных притоков в эксплуатационных скважинах и данным геологической разведки с целью определения типа, формы и размеров залежи и строения углеводородного коллектора. По результатам опробования пробуренных скважин, анализа керна и сравнения с ближайшими разведочными скважинами проводится анализ следующих характеристик: тип и параметры коллектора, насыщенность углеводородами, скорость вытеснения жидких углеводородов, уровень насыщения углеводородами в продуктивных пластах, содержание и характеристики углеводородов по пластам и стандартная продуктивность, пластовое давление, температура, баланс углеводородов, гидрогеологические и другие условия. На основании проделанного анализа формируются предварительные данные по опытно-промышленной разработке в случае газового месторождения или технологической схеме разработки в случае нефтяного месторождения.

В грубом приближении, извлекаемые запасы категорий А и В можно сравнить с доказанными запасами, а запасы категории С1 с доказанными и прогнозными запасами в соответствии с международной методологией, хотя эти категории не обязательно во всем соответствуют международным методологиям. Например, оценка извлекаемых запасов по Казахстанской методологии обычно выше, чем по международным методологиям, таким как международно-признанные классификации и методологии PRMS (Petroleum Resources Management System - Система управления углеводородными

ресурсами), особенно с учетом того, каким образом и в какой степени при оценке запасов учитываются коммерческие факторы.

PRMS

Компания также рассчитывает свои запасы в соответствии с международными стандартами PRMS.

Запасы и объемы добычи нефти

Согласно *Статистическому обзору мировой энергетики ВР* за июнь 2020 года, по состоянию на 31 декабря 2019 года Казахстан занимал второе место по добыче нефти (после России) среди бывших республик Советского Союза и имел в Каспийском регионе самые значительные извлекаемые запасы сырой нефти. По состоянию на 31 декабря 2016 года подтвержденные запасы нефти и газа Казахстана составляли 3,9 млрд тонн (что равно 1,7% мировых подтвержденных запасов нефти) и 2,7 трлн кубических метров газа (что равно 1,3% мировых подтвержденных запасов газа), соответственно.

Согласно *Статистическому обзору мировой энергетики ВР* за июнь 2020 года, в период с 2008 по 2018 гг. добыча нефти в Казахстане росла с годовым темпом, примерно равным 2,6%. В Казахстане было добыто приблизительно 78,6 млн тонн в 2016 году, 87,0 млн тонн в 2017 году, 91,2 млн тонн в 2018 году, и 91,4 млн тонн в 2019 году.

В таблице ниже показаны объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти					Изменение в процентах за 2019 г. по сравнению с 2018 г.	Процентная доля от мировой добычи за 2019 г.
2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.			
		<i>(млн тонн в год)</i>				
78,6	87,0	91,2	91,4	0,2	2,0	

Источник: *Статистический обзор мировой энергетики ВР*, июнь 2020 года

В начале 2020 года в Казахстане было зарегистрировано приблизительно 200 нефтегазовых месторождений. Наиболее крупными месторождениями являются месторождения Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Каламкас и Жетыбай. Подробное описание месторождений Тенгиз и Кашаган, в которых Компания имеет прямое долевое участие, см. в разделах «*Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - ТШО*» и «*Деятельность - Разведка и добыча - Крупнейшие месторождения - КСКП*», соответственно. Подробное описание месторождения Карачаганак, в котором Компания имеет 10%-ную долю участия через свое 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак», см. в разделе «*Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - КРО*».

Подробное описание проектов по разведке в Казахстане, в которых Компания имеет долю участия, см. в разделе «*Деятельность - Разведка и добыча - Проекты по разведке*».

Другие наземные проекты по разведке и оценке проводились с разной степенью успеха более мелкими игроками.

Добыча нефти и Covid-19

В апреле 2020 года группа из 23 членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК») и страны-производители нефти, не входящие в ОПЕК, в том числе Казахстан и Россия, согласились сократить добычу на 9,7 млн баррелей в день в мае и июне, или на десять процентов мировой добычи нефти (крупнейшее сокращение в истории), с тем, чтобы стабилизировать рынок нефти и привести предложение в соответствие со спадом спроса, вызванным пандемией Covid-19. 23 июня 2020 года они согласились продлить сокращение добычи до июля. Планировалось сократить добычу до 7,7 млн баррелей в день в период с июля по декабрь и до 5,8 млн баррелей в день в период с января 2021 года по апрель 2022 года.

Казахстан обязался компенсировать свой избыток предложения в мае 2020 года дополнительными

сокращениями в августе 2020 года и сентябре 2020 года. В соответствии с первоначальным соглашением Казахстан обязался сократить добычу нефти на 390 000 баррелей в день. Сокращение добычи нефти составит 23% в июле 2020 года, 21% в августе 2020 года и сентябре 2020 года, 18% с октября 2020 года по декабрь 2020 года. Всего Казахстан рассчитывает на добычу 86 млн тонн в 2020 году, что на 4% меньше по сравнению с первоначальным прогнозом (90 млн тонн). С января 2020 года по май 2020 года на крупнейшем нефтяном месторождении Казахстана Тенгиз было добыто 12,4 млн тонн, на Кашаганском нефтегазовом месторождении - 7,1 млн тонн, а на Карагачанаке - 5,2 млн тонн.

Соблюдение Казахстаном соглашения ОПЕК в мае достигло 71%, а общее соблюдение составляет 87%.

Запасы и объемы добычи газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. В соответствии со Статистическим обзором мировой энергетики ВР за июнь 2020 года, на 31 декабря 2019 года доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 2,7 трлн куб. м. Подавляющая часть казахстанских запасов газа расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем месторождение Карачаганак содержит около 25% всех доказанных запасов. Другое важное газовое месторождение Амангельды расположено на юге страны, недалеко от г. Тараз, и разрабатывается КТГ, дочерней структурой Компании.

Казахстанский природный газ практически всегда представляет собой «попутный» газ, т.е. газ, добываемый вместе с нефтью. По этой причине на некоторых месторождениях, в том числе на Карачаганаке, производится повторная закачка значительных объемов газа в пласт с целью поддержания устьевого давления, необходимого для извлечения жидких углеводородов. В долгосрочной перспективе, когда запасы жидких углеводородов будут истощены, этот газ можно будет извлечь. Объем газа, сжигаемого в факелах, постоянно уменьшается, поскольку в мае 2005 года Правительство выпустило постановление о сокращении объемов добычи нефти до уровня, при котором сжигание газа в факелах не требуется (см. раздел «Охрана окружающей среды, охрана труда и производственная безопасность - Воздействие производственной деятельности на окружающую среду - Выбросы в атмосферу»).

С 1999 года объемы добычи природного газа в Казахстане значительно возросли. В 1999 году Правительство приняло закон, согласно которому недропользователи (такие как нефтяные компании) обязаны включить проекты утилизации газа в свои планы разработки месторождений. Вследствие этого закона объемы добычи природного газа постоянно увеличиваются, и к 2000 году достигли 11,5 млрд куб.м и превысили уровни добычи периода до обретения независимости. Добыча газа возросла с 19,8 млрд куб.м в 2012 году до 12,4 млрд куб.м в 2019 году, что составило рост приблизительно в 18,2%. Увеличение объемов добычи казахстанского газа ожидается, главным образом, за счет добычи попутного газа, добываемого на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

В таблице ниже представлены объемы добычи газа (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча газа			Изменение в процентах за 2019 г. по сравнению с 2018 г.	Процентная доля от мировой добычи за 2019 г.
2017 г.	2018 г.	2019 г. (млрд куб. м в год)		
23,4	23,9	23,4	(2,2)	0,6

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2020 года

ТШО

ТШО владеет самым крупным продуктивным месторождением в Казахстане и является наиболее значимым СП Компании по объемам добычи нефти. Доля Компании в объемах производства ТШО выполняла роль ключевого фактора роста Компании. ТШО - это совместное предприятие с участием Компании (20% по состоянию на 31 декабря 2019 года), Chevron Overseas (50%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. (25%) и LukArco B.V. (5%).

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в юго-восточной части Прикаспийского бассейна на

северо-восточной оконечности Каспийского моря, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий А+В+С1, и соседнего Королевского месторождения. Более детальный анализ ТШО и его деятельности см. в разделе «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения - ТШО».

Кашаган

Месторождение Кашаган – одно из крупнейших и наиболее сложных морских нефтяных месторождений в мире, открытых в последние десятилетия, площадью примерно 75 на 45 километров. Коллектор месторождения представляет собой интегрированное скопление углеводородов с запасами нефти в 4,65 млрд тонн (36,6 млрд баррелей). Это одно из крупнейших месторождений, открытых за последние 40 лет. Кашаган является пятым по величине запасом в мире, и ожидается, что данное месторождение будет играть важную роль в будущей добыче нефти в Казахстане с прогнозируемой добычей 450 тыс. баррелей в день к 2025 году и 955 тыс. баррелей в день к 2040 году.

Месторождение, открытое в 2000 году, расположено в северной части Каспийского моря недалеко от Атырау. Совместному предприятию компании KMG Kashagan B.V. принадлежит 16,88% доля (при этом 8,44% доля в КСКП принадлежит Компании и 8,44% долю в КСКП Компания содержит в доверительном управлении в интересах «Самрук-Казына»), а в число других партнеров по Кашагану входят Eni (16,81%), ExxonMobil (16,81%), Shell (16,81%), Total (16,81%), CNPC (8,33%) и Inpex (7,56%).

Более детальный анализ ТШО и его деятельности см. в разделе «Деятельность - Разведка и добыча – Крупнейшие месторождения – КСКП».

Перерабатывающие предприятия

Нефтепереработка в Казахстане строго регулируется Правительством через прямое управление и контроль над транспортными тарифами двумя национальными компаниями - собственно Компанией и Акционерным обществом «Национальная компания «Казахстан темір жолы».

В настоящее время Компания имеет контрольную или значительную долю участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах в Казахстане (фактическая перерабатывающая мощность которых по состоянию на 31 декабря 2019 года составляла 17,5 млн тонн сырой нефти в год). Если более конкретно, то Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ на северо-востоке страны, а также по состоянию на 31 декабря 2019 года ей косвенно принадлежала 49,72%-ная доля участия в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане. Более подробное описание Атырауского НПЗ, ПНХЗ и Шымкентского НПЗ см. в разделе «Деятельность - Переработка, маркетинг и сбыт».

Кроме того, Компания контролирует крупнейшие НПЗ в Румынии – НПЗ «Петромидия» (владеет 54,63% долей) и НПЗ «Вега» (владеет 54,63% долей).

Более подробное описание Атырауского НПЗ, ПНХЗ, Шымкентского НПЗ и НПЗ «Петромидия» см. в разделе «Деятельность - Переработка, маркетинг и сбыт».

Контракты на недропользование

Кодекс о недрах

27 декабря 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах, который вступил в силу 29 июня 2018 года. Согласно Кодексу о недрах, во всех вновь заключаемых контрактах на недропользование должны присутствовать (i) компоненты разведки и добычи или (ii) компонент добычи. Контракты на разведку, в которых отсутствует компонент добычи, по Кодексу о недрах более заключаться не могут; в отношении углеводородов будет возможно заключение только следующих видов контрактов на разведку и добычу и контрактов на добычу на определенные периоды времени: (i) контракты на разведку и добычу углеводородов; и (ii) контракты на добычу углеводородов с определенным сроком действия. Соответственно, с июня 2018 года деятельность по разведке может осуществляться только после заключения контракта с компонентом добычи. В контракте на разведку и добычу может быть закреплено несколько участков недр только в исключительных случаях.

В целом, права недропользования по углеводородам могут быть предоставлены исключительно на

основании аукциона. В отличие от других лиц, приобретающих право недропользования, согласно Кодексу о недрах Компания (в качестве национальной компании) может приобрести права недропользования на основании аукциона либо на основании прямых переговоров при условии соблюдения определенных требований. Победителем аукциона становится участник, предложивший наибольший размер подписного бонуса. На участке разведки недропользователь вправе проводить любые работы по поиску и оценке месторождений, включая пробную добычу.

Кодекс о недрах требует, чтобы проекты контрактов на недропользование разрабатывались в соответствии со стандартными контрактами, утвержденными Компетентным органом. В нем также предусмотрено, что отклонение от стандартного контракта допускается в случаях, в объеме и в порядке, предусмотренных Кодексом о недрах. Таким образом, в случае проведения аукциона необходимость в переговорах практически устраняется, поскольку победитель аукциона должен представить в Компетентный орган контракт на недропользование, подготовленный на основе стандартного контракта и уже подписанный недропользователем. Даже в случае прямых переговоров с Компанией (являющейся национальной компанией) процесс переговоров намного короче по сравнению с процессом в соответствии с Кодексом о недрах 2010 года. Однако недропользователь должен подготовить и согласовать основную и техническую проектную документацию с обязательствами по финансовым затратам.

Контракты на разведку и добычу углеводородов предоставляют компаниям исключительное право на разведку полезных ископаемых на участках недр в пределах указанной территории в течение периода не более шести лет, а в случае участков недр на море или сложных проектов разведки углеводородов - не более девяти лет с даты регистрации. Эти периоды могут быть продлены для оценки открытия на срок до трех и шести лет, соответственно. Кроме того, период разведки может быть продлен для проведения пробной добычи, которая может длиться до трех лет.

Кодекс о недрах ввел дополнительный период, называемый подготовительным периодом (с соответствующим сокращением периода добычи), который может длиться до трех лет. Во время такого подготовительного периода недропользователь может (а) подготовить и согласовать / получить одобрение проекта разработки месторождения; (б) вести строительство различных полевых объектов; и (с) добывать углеводороды в объеме, не превышающем объема добычи во время пробной добычи. Контракты на добычу, а также дополнительные соглашения к контракту на разведку и добычу дают недропользователям право на извлечение полезных ископаемых на участках недр в пределах указанной территории в течение максимального срока до 25 лет с даты регистрации, а на крупных и уникальных месторождениях - до 45 лет с даты регистрации. В соответствии с Кодексом о недрах, период добычи может быть продлен на срок не более 25 последовательных лет.

См. раздел «Деятельность - Разведка и добыча - Контракты на недропользование», в котором представлено описание лицензий и контрактов Компании.

Налоговый режим

Налоговый кодекс 2018 года, вступивший в силу 1 января 2018 года, внес ряд существенных изменений в налоговое законодательство Казахстана, касающихся нефтегазовой отрасли. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной Деятельности - Основные факторы, влияющие на результаты Деятельности и ликвидность - Налогообложение».

В марте 2016 года Министр национальной экономики Казахстана ввел прогрессивную шкалу вывозных таможенных пошлин на сырую нефть. По новому режиму вывозные таможенные пошлины рассчитываются по средним рыночным ценам торговой классификации на нефть марки Brent и Urals.

В следующей таблице представлена прогрессивная шкала, применимая к ставкам таможенных пошлин.

№	Средняя рыночная цена сырой нефти за предшествующий период за 1 баррель в долларах США	Ставка экспортной таможенной пошлины в долларах США на тонну
	США	
1	менее 25	0
2	25-30	10
3	30-35	20
4	35-40	35

№	Средняя рыночная цена сырой нефти за предшествующий период за 1 баррель в долларах	Ставка экспортной таможенной пошлины в долларах США на тонну
	США	
5	40-45	40
6	45-50	45
7	50-55	50
8	55-60	55
9	60-65	60
10	65-70	65
11	70-75	70
12	75-80	75
13	80-85	80
14	85-90	85
15	90-95	90
16	95-100	95
17	100-105	100
18	105-115	115
19	115-125	130
20	125-135	145
21	135-145	160
22	145-155	176
23	155-165	191
24	165-175	206
25	175-185	221
26	185 и более	236

Лицензии на разведку

Правительство ограничило предоставление новых соглашений недропользования в процессе написания Налогового кодекса 2009 года, который вступил в силу 1 января 2009 года. Ограничение было отменено в апреле 2013 года. Предоставление договоров недропользования в этот период, главным образом, осуществлялось для проведения геологоразведки на морских месторождениях Каспийского региона.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор

Начиная с 2000 года в Казахстане наблюдается существенный экономический рост. Двумя катализаторами роста стали экономическая реформа и прямые иностранные инвестиции, большая часть которых приходилась на сектор энергетики. С 2000 года экспорт сырой нефти существенно увеличился, и большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам, проложенным через территорию России, до точек погрузки на Черном море. Открытие Трубопровода КТК в 2001 году существенно увеличило возможности экспорта казахстанской сырой нефти.

В соответствии со статистикой, опубликованной Национальным банком Республики Казахстан, доля валовых прямых иностранных инвестиций в добычу нефти и газа в 2019 году составила 50,1%. Иностранные прямые инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана осуществлялись совместными предприятиями с участием Компании и ее дочерних предприятий, а также в рамках СРП и концессионных соглашений на разведку. Основные проекты в Казахстане включают проекты на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

ТШО занимается разработкой нефтяных месторождений Тенгиз и Королевское в соответствии с лицензией на добычу, выданной в 1993 году. Данная лицензия была изначально выдана на 10 лет, но может быть продлена ТШО в совокупности до 40 лет; ТШО продлила ее в 2013 году до 6 апреля 2023 года с возможностью продления еще на 10 лет. КРО, занимающийся разработкой Карачаганакского месторождения, действует на основании ОСРП, заключенного с Правительством в 1997 году сроком на 40 лет. Консорциум Кашаган, разрабатывающий месторождение Кашаган, был создан также в 1997 году по СРП, заключенному на 40 лет (20 лет с двумя продлениями по 10 лет в связи с открытием промышленных запасов) с Правительством и охватывающему нефтяные структуры на месторождениях Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран.

В декабре 2004 года в Старый закон о недрах (как определено ниже) были внесены изменения. Данные изменения установили, что в случае предполагаемой передачи прямой и косвенной доли как по

действующим, так и по новым контрактам на недропользование, Государство имеет приоритетное право приобретения такой доли на условиях, которые не могут быть хуже, чем со стороны, которой предполагается ее передать.

В августе 2007 года Правительство Казахстана объявило, что консорциум Кашагана нарушил определенные лицензионные требования и правила, касающиеся охраны окружающей среды, и приостановило его деятельность. Договоренность, достигнутая в 2008 году, была оформлена в виде СРП, пересмотренного в пользу Компании, и таким образом доля Компании удвоилась. Согласно договоренности, остальные члены консорциума должны были уплатить Компании штрафные санкции в размере 5 млрд долларов США в срок до окончания концессии в 2041 году. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан - Группа подвержена риску вмешательства со стороны Правительства*». Фаза I разработки Кашаганского месторождения, известная как «Экспериментальная программа», находилась на этапе строительства, причем первая добыча нефти была осуществлена в сентябре 2013 года. Однако в четвертом квартале 2013 года добыча на Кашагане была прекращена по соображениям безопасности. Добыча была возобновлена в ноябре 2016 года.

3 ноября 2007 года вступили в действие новые изменения в Старый закон о недрах. Эти изменения предоставили Компетентному органу право изменять условия Контрактов недропользования и в одностороннем порядке прекращать их действие в отношении запасов, «имеющих стратегическое значение», если действия недропользователя приводят к существенному изменению экономических интересов Республики Казахстан и создают угрозу национальной безопасности. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане - Регулирование прав недропользования в Казахстане*». Старый закон о недрах был заменен Законом о недрах 2010 года, который был принят 24 июня 2010 года. 27 декабря 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах, который вступит в силу 29 июня 2018 года. Кодекс о недрах заменил Закон о недрах 2010 года, за исключением отдельных положений последнего, которые продолжают применяться к контрактам на недропользование, заключенным до вступления в силу Кодекса о недрах. Вышеизложенные положения сохранены как в Законе о недрах 2010 года, так и в Кодексе о недрах. При этом, в Кодексе о недрах изменены категории месторождений (участков недр), имеющих «стратегическое значение», и Правительство приняло новый перечень таких месторождений (участков недр) в июне 2018 года. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане - Регулирование прав недропользования в Казахстане - Закон о недрах 2010 года*».

Экспорт нефти и газа

Обзор

Экспорт нефти осуществляется по Каспийскому морю, железной дороге и трубопроводам. В таблице ниже представлены объемы нефти, экспортированной по указанным маршрутам в 2019 году:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2019 г. (млн тонн)
Трубопровод КТК	55,6
Атырау-Самара.....	13,3
Морской порт Актау	2,0
Атасу-Алашанькоу.....	0,9
Ж/д.....	0,4
Итого	72,2

Источники: АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа»

Географическое положение Казахстана как страны, не имеющей выхода к морю, обуславливает важную роль трубопроводной инфраструктуры соседних стран в эксплуатации казахстанских углеводородных ресурсов, обеспечивающей им доступ на мировые рынки.

Направления экспорта казахстанской нефти

Подавляющее большинство экспорта нефти по-прежнему идет транзитом через Россию, в основном через надежный Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) и старые трубопроводы Узень-

Атырау-Самара (УАС). Нефть также транспортируется напрямую в Китай по Казахстанско-Китайскому нефтепроводу и переправляется танкерами через Каспийское море для дальнейшего экспорта на запад. Использование последнего маршрута значительно сокращается по причине расширения трубопровода.

Трубопровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) является ключевым маршрутом экспорта казахстанских жидких продуктов. Он был введен в эксплуатацию в 2001 году, а проект расширения стоимостью 5,1 млрд долларов США был завершен в 2018 году. КТК проходит через западный Казахстан и Россию до специального морского терминала в Южной Озережке, недалеко от Новороссийска на Черном море. В 2019 году пропускная способность терминала КТК составила 1,37 млн баррелей в сутки (1,21 млн баррелей нефти в сутки из Казахстана и 0,16 млн баррелей в сутки из России). КТК был построен в первую очередь для транспортировки нефти с Тенгизского месторождения в Казахстане, но также имеет ключевое значение для других казахстанских и российских операторов, в частности, Кашагана и Карачаганак (в Казахстане), Владимира Филановского и Юрия Корчагина (в России). Компании принадлежит 20,75% доля в КТК, в число других партнеров входят Транснефть (31%), Chevron (15%), Лукойл (12,5%), ExxonMobil (7,5%), Роснефть-Shell (7,5%), Shell (3,75%) и Eni (2,00%). См. раздел «Деятельность - Транспортировка сырой нефти - Трубопроводная система КТК».

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1235,3 км от Узенья на юго-западе Казахстана до Атырау, где она переходит на территорию России и присоединяется к системе ПАО «Транснефть» в Самаре. В июне 2002 года Казахстан подписал с Россией договор о транзите нефти сроком на 15 лет. Согласно данному договору, Казахстан будет экспортировать не менее 17,5 миллионов тонн сырой нефти в год с использованием российской системы трубопроводов. Линия недавно была обновлена, к ней были добавлены насосные и тепловые станции, и в настоящее время она имеет пропускную способность приблизительно 600 000 баррелей нефти в сутки. До завершения строительства Трубопровода КТК Казахстан экспортировал почти всю свою нефть через данную систему.

Трубопровод ККТ включает в себя два участка трубопровода, построенных еще в советское время, и три основных новых секции общей протяженностью приблизительно 2800 км от Атырау на западе Казахстана до Алашанькоу на казахстанско-китайской границе. Это одна из наиболее протяженных трубопроводных систем в мире. На китайской границе трубопровод соединяется с инфраструктурой провинции Синьцзян-Ганьсу в северо-западном Китае. Трубопровод был построен в несколько этапов, причем каждая из секций имеет различную структуру собственности. Три новых секции эксплуатируются совместными предприятиями Компании и CNPC или PetroChina:

- Первая секция Кенкияк-Атырау составила 448,9 километров и была завершена в 2003 году. В настоящее время поток направлен на запад, что позволяет осуществлять экспорт из района Актюбинска через трубопроводы КТК и Атырау-Самара. Планируется перенаправить поток в данной секции с тем, чтобы обеспечить транспортировку нефти, добытой в Каспийском регионе, через границу в Китай.
- Секция Кенкияк-Аральск-Кумколь протяженностью 794 км была завершена в июле 2009 года, ее коммерческая эксплуатация началась в октябре 2009 года. В данную секцию поступает нефть из месторождения Кенкияк (Актюбинская область).
- Секция Атасу-Алашанькоу протяженностью 962 км начала действовать в июле 2006 года. Трубопровод позволяет экспортировать в Китай нефть из Тургайского района на юге Казахстана и из России.
- Суммарная пропускная способность данного трубопровода в Китай составляла 200 000 баррелей нефти в сутки и в 2012 году была увеличена до 240 000 баррелей нефти в сутки; планируется расширить ее до 400 000 баррелей нефти в сутки. Пропускная способность секции Кенкияк-Атырау составляет 120 000 баррелей нефти в сутки, ее планируется расширить до 180 000 баррелей нефти в сутки, а затем - до 240 000 баррелей нефти в сутки, хотя дата завершения еще не определена.
- Как указано выше, поток в секции Кенкияк-Атырау (в будущем – Атырау-Кенкияк) планируется перенаправить в ближайшее время. В настоящее время поток в данной секции направлен на

запад. В краткосрочной перспективе причиной изменения направления на постоянной основе является обеспечение поставок на казахстанские НПЗ. Однако это также позволит осуществлять экспорт нефти с месторождений в западном Казахстане в Китай с возможностью включения гигантского Кашаганского проекта. Время, необходимое для перенаправления потока в секции Кенкияк-Атырау, еще не определено, решение о перенаправлении будет принято правительством Казахстана. Возможность положительного исхода достаточно вероятна, поскольку пропускная способность достаточная, чтобы осуществлять экспорт на восток со всех месторождений блока Кенкияк.

Также рассматривается возможность прокладки других трубопроводных маршрутов из Казахстана, таких как трубопровод в Турцию через Кавказ и трубопровод через Иран и Афганистан. См. раздел «Деятельность - Конкуренция».

До строительства Трубопроводов УАС и КТК транспортировка по железной дороге была одним из основных экспортных маршрутов для сырой нефти, добытой в Казахстане. Железнодорожная инфраструктура остается альтернативным вариантом транспортировки.

См. раздел «Деятельность - Транспортировка - Транспортировка сырой нефти».

Направления экспорта казахстанского газа

В 2016 году было завершено строительство трех линий транснационального газопровода Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай, что позволило увеличить объем транзита газа с 30 млрд куб.м в год до 55 млрд куб.м в год.

В декабре 2016 года Казахстан завершил строительство Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, предназначенного для транспортировки газа из западного Казахстана в южные регионы Казахстана и на экспорт в Китай. Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент представляет собой вторую секцию Казахстанско-Китайского газопровода. Данный газопровод соединяет западные месторождения нефти и газа с южными районами страны, а также с газопроводами Бухарского газодобывающего района – Ташкент-Бишкек-Алматы и Газли-Шымкент, а также линия С газопровода Центральная Азия – Китай. Фактическая протяженность газопровода составляет 1 454 км, а пропускная способность – 13 млрд куб.м в год. См. раздел «Деятельность – Транспортировка и продажа газа – Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Газопровод Бухара-Урал начинается в Узбекистане и изначально строился для поставок газа из Узбекистана на северо-восток Казахстана и в южно-уральский регион России. Направление движения газа в газопроводе можно менять, и иногда газ поступает из России в южном направлении. Пропускная способность газопровода Бухара-Урал составляет приблизительно 21,0 млрд куб.м в год.

Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы – это транзитный газопровод, который поставляет газ из Узбекистана в основные населенные пункты южного Казахстана. Между Шымкентом и Алматы газопровод пересекает территорию Киргизии и поставляет газ в ее столицу Бишкек. Годовая пропускная способность газопровода Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы составляет 5,8 млрд куб. м

Газопровод Туркменистан-Китай (линии А, В и С), эксплуатируемый ТОО «Азиатский газопровод», также является крупным транзитным газопроводом, который транспортирует туркменский и узбекский газ в направлении Китая, экспортирует казахстанский газ в Китай, а также обеспечивает бесперебойное газоснабжение южных регионов Казахстана. Протяженность газопровода по территории Республики Казахстан составляет 2 612 км по линиям А и В и 1 304 км по линии С. Общая пропускная способность газопровода составляет 55 млрд куб. м в год (30 млрд куб. м для линий А и В и 25 млрд куб. м для линии С).

См. раздел «Деятельность - Транспортировка - Транспортировка и продажа газа».

Нефтегазовая отрасль региона

Хотя Россия и доминирует в области поставок нефти в регионе благодаря своим огромным и пока еще недостаточно разработанным запасам, прикаспийские государства должны сыграть свою важную роль. В результате замедления темпов роста поставок российской нефти с начала десятилетия возрастает роль Казахстана и Азербайджана, поскольку темпы роста поставок из Каспийского региона продолжают

увеличиваться.

Региональное потребление и добыча нефти

В таблице ниже приведены основные потребители нефти в регионе:

	<u>2017 г.</u>	<u>2018 г.</u>	<u>2019 г.</u>
	<i>(тыс. баррелей в день)</i>		
Страна			
Азербайджан.....	99	104	108
Беларусь.....	136	147	151
Казахстан	317	340	353
Российская Федерация.....	3195	3282	3317
Туркменистан.....	144	149	162
Узбекистан.....	47	45	44
Другие страны СНГ.....	82	91	93

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2020 года

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

	<u>2017 г.</u>	<u>2018 г.</u>	<u>2019 г.</u>
	<i>(млн тонн в год)</i>		
Страна			
Азербайджан.....	39,1	39,2	38,1
Казахстан	87,0	91,2	91,4
Российская Федерация.....	554,3	563,3	568,1
Туркменистан.....	13,1	12,6	12,5
Узбекистан.....	2,8	2,9	2,8
Прочие страны СНГ.....	1,8	1,9	1,9

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2020 года.

По данным Статистического обзора мировой энергетики ВР за июнь 2020 года, общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 714,9 млн тонн в год. Доля Казахстана в 2019 году оценивалась в 2,0% от мировой добычи нефти.

Перерабатывающая мощность региона

В 2019 году перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8 309 тыс. баррелей в сутки, при этом доля Казахстана в перерабатывающей мощности региона оценивалась на уровне примерно 0,4%.

Региональное потребление и добыча газа

По оценкам, в 2019 году потребление природного газа в регионе СНГ составило 573,7 млрд куб.м, в то время как добыча составила 846,5 млрд куб. м Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2019 году, по оценкам, составила 0,5%, а его доля в объеме добычи - 0,6%.

Регулирующий орган

В соответствии с Законом о недрах 2010 года и Положением о МНГ (утверждено постановлением Правительства от 20 мая 2010 года № 454), некоторые некоммерческие или регулирующие функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства были переданы Министерству нефти и газа, включая, среди прочего, представление интересов государства в рамках СРП.

Указом Президента от 6 августа 2014 года МНГ было преобразовано в Министерство энергетики, которое отныне отвечает за нефтегазовый сектор экономики, электроэнергетику и ядерную энергетику, за использование возобновляемых источников электроэнергии. Министерство энергетики сохраняет свои регулирующие функции в отношении СРП после вступления в силу Кодекса о недрах в июне 2018 года.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

Регулирование прав недропользования в Казахстане

Общая информация

В Казахстане недра и природные ресурсы принадлежат государству, в соответствии с Конституцией Республики Казахстан. Правительство обеспечивает доступ к недрам на условиях и в рамках ограничений, предусмотренных Кодексом о недрах, который вступил в силу 29 июня 2018 года и заменил собой Закон о недрах 2010 года. Если иное не предусмотрено законодательством Республики Казахстан и контрактами на недропользование, минеральное сырье принадлежит недропользователю на правах собственности. Правительство разрабатывает политику использования недр Республики Казахстан и назначает Компетентный орган (согласно определению ниже), отвечающий за реализацию данной политики. Компетентный орган действует от имени Республики, в том числе в рамках Контрактов на недропользование, и предоставляет права на разведку и добычу.

До июня 2018 года права недропользования на углеводороды предоставлялись на конкурсной основе и в определенных случаях на основании прямых переговоров. В настоящее время права недропользования на углеводороды предоставляются на основании аукционов или, в случае Компании, на основании аукциона или на основании прямых переговоров. Затем Компетентный орган (в настоящее время – Министерство энергетики) закрепляет права на разведку и добычу нефти и газа выполнением контракта. Права недропользования предоставляются на определенный период времени, который может быть продлен до истечения срока действия соответствующего контракта, с учетом определенных ограничений и условий.

Права недропользования могут быть отозваны Компетентным органом по основаниям, предусмотренным Кодексом о недрах, включающим, среди прочего, выполнение недропользователем менее чем на 30% своих финансовых обязательств, предусмотренных контрактом, в течение отчетного периода, выполнение действий по пользованию недрами на основании проектных документов, которые не были одобрены надлежащим образом, неустранение более чем двух нарушений других обязательств, предусмотренных контрактом на недропользование, в течение установленного срока. Контракты на недропользование могут также предусматривать другие основания для отзыва прав.

Права недропользования на углеводороды предоставляются на основании Контракта на недропользование и никакой дополнительной лицензии не требуется, хотя ранее выпущенные действующие лицензии остаются в силе.

До июня 2018 года действовал следующий порядок предоставления права недропользования:

- **Контракты на разведку:** контракты на разведку могли заключаться на срок до шести лет, в соответствии с общим правом расширения для целей оценки открытия или в случае форс-мажора (если подтверждено недропользователем). В отношении морских нефтяных контрактов период разведки мог быть продлен на 2 года.
- **Контракты на добычу:** Контракты на добычу могли заключаться на период до 25 лет, а для месторождений с большими и уникальными запасами на срок до сорока пяти лет. Срок контракта на добычу не мог превышать срок, необходимый для полного использования запасов, и мог быть продлен в случае реализации промышленно инновационных проектов, предусматривающих высокую добавленную стоимость.
- **Смешанные контракты на добычу и разведку:** смешанные контракты на добычу и разведку в предоставлялись только для месторождений, которые, по оценке, имеют стратегическое значение и/или сложную геологическую структуру, и требовали утверждения на основании решения Правительства.

С июня 2018 года действует следующий порядок предоставления прав недропользования согласно Кодексу о недрах:

- **Контракты на добычу и разведку:** контракты на добычу и разведку углеводородов могут быть заключены на установленный срок, определяемый сторонами, при этом, период разведки по

таким контрактам не может превышать шесть лет или, в случае участков недр на море или сложных проектов по разведке углеводородов, девять лет. В целом существует возможность продления срока в целях оценки коммерческого обнаружения и/или опытной эксплуатации или в свою очередь наступления обстоятельств непреодолимой силы (которые должны быть доказаны недропользователем). Также недропользователю может быть предоставлен дополнительный трехлетний период подготовки к добыче. Периоды добычи по таким контрактам составляют до 25 лет (или до 45 лет в случаях крупных или уникальных месторождений) и могут продлеваться на период до 25 лет.

- **Контракты на добычу:** контракты на добычу могут быть заключены на срок до 25 лет или, в случаях месторождений с крупными и уникальными запасами - на срок до 45 лет. Такие контракты могут быть продлены на период до 25 лет.

Кодексом о недрах не предусматривается заключение контрактов на разведку, которые не предусматривают последующую добычу.

Основные режимы, регулирующие права недропользования

Регулирование недропользования в Казахстане прошло через пять основных стадий:

- со дня независимости Казахстана в 1991 году по 1994 год;
- лицензионно-контрактный режим с августа 1994 по август 1999 года, который состоял из двух периодов: (i) с августа 1994 по январь 1996 года (ii) с января 1996 года по август 1999 года;
- контрактный режим, который вступил в силу в августе 1999 года и контролировался Старым законом о недрах; и
- регулирование деятельности в нефтегазовом секторе на основании Закона о недрах 2010 года, принятого в июне 2010 года, Закона о газе и газоснабжении (принятого в январе 2012 года) и Закона о магистральном трубопроводе (принятого в июне 2012 года); и
- текущее регулирование деятельности по углеводородам, которое действует с июня 2018 года в соответствии с принятым в декабре 2017 года Кодексом о недрах.

Старый закон о недрах и Изменения 1999 года

Нормативно-правовая система, которая регулировала права недропользования Компании в соответствии с контрактами на недропользование, стороной которых она является, была установлена с принятием Закона Республики Казахстан №2828 «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 года («**Старый закон о недрах**»). Кроме того, существующий на тот момент Закон «О нефти» (№2350 от 28 июня 1995 года, с изменениями) («**Закон о нефти**») копировал большинство положений Старого закона о недрах и не регулировал некоторые вопросы, связанные с разведкой и добычей углеводородов.

В августе 1999 года Законом №467-1 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в Республике Казахстан» в Старый закон о недрах были внесены изменения и дополнения («**Изменения 1999 года**»). Изменения 1999 года упростили порядок получения прав недропользования, позволив компетентному органу предоставлять эти права на договорной основе без необходимости предварительно выдавать лицензию (которая требовалась по ранее действовавшей системе регулирования).

Изменения 2004-2005 гг. в Старый закон о недрах - Введение Приоритетного права государства

В Старый закон о недрах были также внесены изменения Законом №2-III «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в Республике Казахстан» от 1 декабря 2004 года и Законом №79-III «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в Республике Казахстан» от 14 октября 2005 года («**Изменения 2004-2005 гг.**»). Изменения 2004-2005 гг. (в частности, статья 71 Старого закона

о недрах) предусматривали приоритетное право Государства (в лице Правительства) на приобретение любого отчуждаемого права недропользования (или частичного права) и/или акций или долей участия в недропользователем или каком-либо юридическом лице, которое может прямо и/или косвенно влиять и/или определять решения недропользователя, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане. Это давало Правительству приоритетное право в отношении любой такой передачи на условиях не хуже, чем условия, предложенные другими покупателями. Изменения 2004-2005 гг. имели обратную силу в отношении ранее заключенных контрактов на недропользование.

Изменения 2004-2005 гг. также устанавливали, что: (i) передача прав недропользования, включая взнос прав недропользования в уставный капитал; (ii) передача прав недропользования при процедуре банкротства; и (iii) внесение прав недропользования в залог требует согласования Компетентного органа.

Изменения 2007 года в Старый закон о недрах - Введение понятия «месторождений, имеющих стратегическое значение»

В октябре 2007 года Казахстан принял новые поправки в старый закон о недрах («**Изменения 2007 года**»). Изменения 2007 года вступили в силу 3 ноября 2007 года. В соответствии с поправками было введено понятие «месторождений, имеющих стратегическое значение». Перечень месторождений, имеющих стратегическое значение, был первоначально утвержден Решением № 1213 Правительства от 13 августа 2009 года, а затем заменен Решением № 1137 Правительства от 4 октября 2011 года (с последующими поправками) («**Перечень стратегических запасов**»). В соответствии с поправками Компетентному органу было предоставлено право инициировать пересмотр условий Контрактов на недропользование в отношении «месторождений, имеющих стратегическое значение» и требовать: (a) внесение изменений и/или дополнений в такие Контракты на недропользование в случаях, когда деятельность, осуществляемая недропользователями на месторождениях, приводит к существенному изменению баланса экономических интересов государства и создает угрозу национальной безопасности, и (b) расторжения Контракта на недропользование, в случаях, когда стороны (т.е., Компетентный орган и недропользователь) не внесли соответствующие поправки и/или дополнения в Контракт на недропользование в течение шести месяцев от даты достижения договоренности о соблюдении экономических интересов Государства («**Право на месторождение, имеющее стратегическое значение**»). Изменения 2007 года имели обратную силу в отношении ранее заключенных контрактов на недропользование. Новый перечень стратегических запасов был утвержден в 2018 году после принятия Кодекса о недрах.

Некоторые месторождения в отношении которых Компания и ее дочерние предприятия пользуются правами недропользования, включены в Перечень стратегических запасов, включая следующие месторождения и участки: Акшабулак Центральный, Алибекмола, Северный Бузачи, Дархан, Жанажол, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас, Карачаганак, Кашаган, Каламкас море, Актота, Кайран, Кенбай, Кожасай, Королевское, Кумколь, Тенгиз, Урихтау, Узень, Южное Забурунье, Жемчужины, Махамбек и Бобек, , Жамбыл и Чинаревское.

Закон о недрах 2010 года

Закон о недрах 2010 года замещает два основных закона, регламентирующих отношения Государства и недропользователей в нефтегазовой отрасли - Старый закон о недрах и Закон о нефти. Помимо всего прочего, в задачи принятия Закона о недрах 2010 года входило следующее: (i) консолидация существующих дублирующих друг друга законов и постановлений, имеющих отношение к недрам и недропользованию, включая относящиеся к нефти и газу; (ii) внесение разъяснений в области, которые носили неопределенный характер, за счет внесения дополнительных процедур (в частности, имеющих отношение к получению различных согласий/утверждений/отказов со стороны Компетентного органа; и (iii) существенное устранение стабилизации условий контрактов на недропользование.

Государство применяло Закон о недрах 2010 года и осуществляло свои права по нему через Правительство, Компетентный орган и национальную компанию. Министерство энергетики действовало и в настоящее время действует в качестве Компетентного органа нефтегазовой промышленности, а Компания действует в качестве национальной нефтегазовой компании. В 2002 году Правительство прояснило функции Компании и других государственных органов в нефтегазовой

области (в постановлении Правительства №707 от 29 июня 2002 года). 3 апреля 2015 года Правительство приняло постановление №189 в соответствии с которым оно отделило функции в сфере недропользования между национальными компаниями. Такое решение определяет роль Компании в качестве национальной нефтегазовой компании, отвечающей за разведку и добычу нефти и газа.

В соответствии с Законом о недрах 2010 года, права недропользования могли быть постоянными или временными, отчуждаемыми и неотчуждаемыми, возмездными и безвозмездными. Большинство операций недропользования осуществлялось на основе временного и возмездного недропользования (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых для собственных нужд недропользователя на земельных участках, принадлежащих на основе права собственности или пользования, которая осуществлялась на основе права постоянного и безвозмездного недропользования). Права недропользования на углеводороды предоставлялись в результате поведения тендера за рядом исключений. Например, контракт на недропользование на разведку и добычу углеводородов с Компанией мог заключаться на основе прямых переговоров, без тендерного процесса.

Права недропользования могли быть предоставлены физическим и юридическим лицам Республики Казахстан и иностранных государств. Хотя Закон о недрах 2010 года, в целом, предусматривал стабильность контрактов на недропользование, указывая, что любые поправки и дополнения, вносимые в законодательство, которые негативно сказываются на результатах коммерческой деятельности недропользователя, осуществляемой по контракту на недропользование, не применяются в отношении таких контрактов на недропользование, заключенных до момента принятия таких поправок или дополнений, такие гарантии стабильности не применялись в отношении изменений, вносимых в законодательство Республики Казахстан в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения и таможенных постановлений.

Новый режим регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах

Кодексом о недрах введен новый режим регулирования недропользования в Казахстане. С 29 июня 2018 года в силу вступил Кодекс о недрах, а Закон о недрах 2010 года прекратил свое действие, за исключением ряда сохраненных положений, которые будут продолжать применяться к контрактам, заключенным до вступления Кодекса о недрах в силу.

Вводимые Кодексом о недрах реформы в первую очередь затрагивают горнодобывающий сектор, а регулирование нефтегазового сектора остается практически неизменным. Тем не менее, существует ряд ключевых изменений в отношении контрактов на нефть и газ, которые приведены ниже.

Ранее выданные лицензии и заключенные контракты

По Кодексу о недрах все ранее выданные лицензии и заключенные контракты остаются в полной силе и действии. Кодекс о недрах также предоставил недропользователям (в том числе, осуществляющим деятельность в сфере поиска, разведки и добычи нефти и газа) право вносить изменения в свои ранее заключенные контракты и излагать их в новой редакции (в случае контрактов на разведку – в течение установленных сроков) в целях приведения их в соответствие с Кодексом о недрах и стандартным контрактом на недропользование, который был утвержден в рамках Кодекса о недрах.

В Кодексе о недрах перечислены положения, которые должны применяться к ранее выданным лицензиям и заключенным контрактам, при этом, некоторые положения Закона о недрах 2010 года, включая положение о стабильности, останутся в силе.

Преимущественное право на приобретение полезных ископаемых

За Государством сохраняется преимущественное право перед другими сторонами на приобретение полезных ископаемых, произведенных недропользователем, на тех же условиях, которые были предусмотрены Законом о недрах 2010 года. Государство имеет преимущественное право приобретать углеводороды у недропользователя по ценам, не превышающим цены, используемые недропользователем для других сделок на текущий момент, за вычетом транспортных и маркетинговых затрат. В случае отсутствия такой информации применяются цены, не превышающие мировые рыночные цены на дату сделки, за вычетом транспортных и маркетинговых затрат. Максимальный объем приобретаемых углеводородов и порядок оплаты согласовываются в контрактах на недропользование. По контрактам, не предусматривающим ограничения на объем закупаемых

углеводородов, такой объем, а также другие условия приобретения определяются Компетентным органом и соответствующим недропользователем в соответствующем договоре купли-продажи, заключаемом в соответствии с правилами, утвержденными Постановлением Правительства № 388 от 28 июня 2018 года. Компетентный орган производит оплату закупленных углеводородов в течение тридцати календарных дней после поставки соответствующих углеводородов недропользователем.

Право на реквизицию полезных ископаемых

Кодекс о недрах не предусматривает право Правительства на реквизицию полезных ископаемых, принадлежащих недропользователю. Согласно Закону Республики Казахстан от 1 марта 2011 года №413-IV «О государственном имуществе» в действующей редакции, Государство имеет право на реквизицию имущества любого физического лица или юридического лица (включая добытые углеводороды) в интересах общества в период действия военного положения или военного времени и при иных обстоятельствах, носящих чрезвычайный характер, с выплатой собственнику стоимости имущества.

Приоритетное право Государства и стратегические участки недр

Подобно ранее действовавшему законодательству о недропользовании, Кодекс о недрах предоставляет Республике Казахстан приоритетное право, за некоторыми исключениями, перед любыми лицами и организациями (включая физических лиц и организации, которые имеют преимущественные права на основании казахстанского законодательства или контракта) на приобретение: (а) отчуждаемого права недропользования (или доли в передаваемом праве недропользования) по стратегическим месторождениям полезных ископаемых; и/или (б) акций и других ценных бумаг, обращающихся на организованном рынке ценных бумаг (такие акции и ценные бумаги считаются «объектами, связанными с недропользованием» в отношении стратегического месторождения (включенного в Перечень стратегических запасов).

При этом претерпели изменения критерии отнесения месторождений к имеющим стратегическое значение. В отношении нефтегазовых месторождений критерии являются следующими:

- участок недр должен содержать геологические запасы нефти в объеме более 50 миллионов тонн или природного газа более 15 миллиардов кубических метров; или
- участок недр должен располагаться в казахстанском секторе Каспийского моря.

Правительство утвердило новый перечень таких участков недр и месторождений, имеющих стратегическое значение, в июне 2018 года («**Перечень стратегических запасов**»).

По Кодексу о недрах приоритетное право государства осуществляется на основании решения Компетентного органа через Компанию (в качестве национальной компании) или через национальную управляющую холдинговую компанию, действующую в интересах Республики Казахстан и в соответствии с законодательством Казахстана.

Согласие на отчуждение прав недропользования и Объектов

Как и ранее по действовавшему ранее законодательству о недропользовании, действует требование о получении согласия Компетентного органа в случае отчуждения прав недропользования или объектов, связанных с недропользованием, в том числе в случае первого открытого размещения акций и залога прав недропользования и объектов, связанных с недропользованием.

В соответствии с Кодексом о недрах в отношении углеводородов объекты, связанные с недропользованием («**Объекты**»), означают доли участия, паи участия, акции и другие формы долевого участия, а также ценные бумаги, подтверждающие право собственности или конвертируемые в такие объекты, в отношении:

- (а) недропользователя по контракту на недропользование; и/или
- (б) юридического лица или другой организации, которые могут прямо или косвенно определять решения, принимаемые недропользователем («**Контролирующее юридическое лицо**»).

Любые сделки или другие связанные действия, совершенные без согласия такого Компетентного органа или после истечения срока действия согласия Компетентного органа (которое выдается на один год), считаются недействительными с даты их заключения или принятия обязательства.

Любое размещение акций или ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или любых 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 периода в один год, необходимо получить новое согласие Компетентного органа.

Акции или иные ценные бумаги, конвертируемые в акции, выпущенные недропользователем или Контролирующим юридическим лицом, перестают являться Объектами после размещения на организованном рынке ценных бумаг, и операции с ними не требуют согласия Компетентного органа (и приоритетное право государства не распространяется на такие акции или ценные бумаги, находящиеся в обращении). Лицо, которое приобрело Объекты или выпустило в обращение акции и/или ценные бумаги, которые считаются Объектами, должно уведомить Компетентный орган о завершении сделки / вводе акций в обращение в течение одного месяца после завершения. Кроме того, недропользователь должен уведомить Компетентный орган о переходе контроля (прямого или косвенного) над недропользователем (в случае такого перехода контроля) в течение одного месяца с даты такого перехода.

Передача права недропользования (или его части) и/или Объекта в некоторых случаях освобождается от требования получения согласия Компетентного органа, например если национальная компания, такая как Компания, является стороной сделки, относящейся к такой передаче. В таких случаях отказ государства от приоритетного права (для стратегических месторождений, внесенных в Перечень стратегических запасов) также не требуется.

Программа управления государственным фондом недр

В соответствии с Кодексом о недрах, Компетентный орган отвечает за разработку и утверждение Программы управления государственным фондом недр, в рамках которой, в том числе, определяются участки недр, предоставляемые: (i) недропользователям для проведения разведки и добычи (посредством аукциона); и (ii) национальной нефтегазовой компании (т.е., Компании) (на основании прямых переговоров). Соответственно, недропользователи, кроме Компании, могут получить права недропользования на участки недр, указанные в Программе, исключительно посредством аукциона (если только такой недропользователь не будет признан стратегическим партнером и не создаст совместное предприятие с Компанией для совместной разведки и добычи).

В ходе проведения аукциона большинство ключевых условий недропользования будут определены в одностороннем порядке Компетентным органом и будут изложены в уведомлении об аукционе. Эти условия впоследствии будут составлять обязательные условия контракта на недропользование. В уведомлении указываются сведения о выполняемых работах, требования к местному содержанию, минимальные социальные затраты и отчисления, требования по обучению казахстанских кадров и периоды разведки и добычи. Участники аукциона предлагают свои подписные бонусы и победителем становится участник, предложивший наибольший размер подписного бонуса.

Прямые переговоры доступны исключительно Компании (как национальной нефтегазовой компании) в отношении участков недр, специально зарезервированных для нее в рамках Программы управления государственным фондом недр. Компания также может свободно сотрудничать со стратегическими партнерами для совместной разведки и добычи (и по-прежнему может воспользоваться правом на проведение прямых переговоров в отношении таких участков недр, не принимая участия в аукционе). Критерии признания организаций в качестве стратегического партнера должны быть разработаны и одобрены Компанией и могут быть пересмотрены Компетентным органом. Компания также может передать свою долю в любом Контракте на недропользование своему дочернему предприятию, в котором она имеет не менее 50% доли участия.

Компания (как национальная нефтегазовая компания) может также получить контракт путем прямых переговоров в отношении участков недр, которые не зарезервированы для нее в рамках Программы управления государственным фондом недр, при условии, что ни один потенциальный участник

конкурса не обратился в Компетентный орган в отношении данного участка недр. Если Компания принимает участие в аукционе в отношении конкретного участка недр, она не имеет права на какой-либо льготный режим.

Виды контрактов

В соответствии с Кодексом о недрах, заключение контрактов на разведку (без компонента добычи) не допускается. Соответственно, в соответствии с Кодексом о недрах могут заключаться исключительно контракты на совмещенную разведку и добычу или контракты только на добычу.

Социальные обязательства

Недропользователи будут обязаны делать обязательные отчисления на финансирование обучения казахстанских кадров и научно-исследовательских, научно-технических и/или опытно-конструкторских работ в размере 1% от затрат на добычу, понесенных недропользователем, после второго года периода добычи по соответствующему контракту. В течение того же периода времени недропользователь также будет обязан осуществлять финансирование социально-экономического развития региона и развития его инфраструктуры в размере 1% от своих инвестиций.

Разрешения на передачу в залог прав недропользования и Объектов

Кодекс о недрах сохранил требование о получении разрешения Компетентного органа на передачу в залог прав недропользования. Кроме того, такой залог в обязательном порядке регистрируется в Компетентном органе. Регистрация осуществляется в соответствии с Законом Республики Казахстан от 30 июня 1998 года № 254-І «О регистрации залога движимого имущества». Обращение взыскания на право недропользования (или на его долю) осуществляется в порядке, предусмотренном законами Республики Казахстан.

Кодекс о недрах также сохранил ограничение на использование кредитных средств, обеспеченных залогом прав на недропользование в отношении углеводородов, согласно которому такие средства должны были использоваться исключительно в целях недропользования, предусмотренных соответствующим контрактом на недропользование, либо для дальнейшей переработки самим недропользователем или его 100%-ным дочерним предприятием.

Основания для прекращения действия контракта

В Кодексе о недрах изменен перечень оснований для расторжения контракта на недропользование Компетентным органом в одностороннем порядке. В частности, предусмотрено, что Компетентный орган вправе расторгнуть контракт досрочно на основании, в том числе, вступившего в силу решения суда о запрете на осуществление операций по недропользованию. Помимо этого, основанием для расторжения контракта в одностороннем порядке может служить неполучение недропользователем положительных заключений в отношении проектной документации.

Определенные разведочные работы и разведочные работы на море

Кодекс о недрах предусматривает, что Компании должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в контрактах на недропользование на разработку месторождений на море. Данное условие является обязательным для предоставления права недропользования в отношении разработки морских нефтяных месторождений. Компания может сократить свою долю в контрактах на недропользование в отношении участков недр на море на более позднем этапе при условии сохранения контроля над недропользователями по контракту.

Права недропользования в отношении определенных участков могут быть переданы Компании на основе прямых переговоров. Такие права могут быть предоставлены Компании единолично или совместно со стратегическим партнером. Стратегический партнер – это компания (или консорциум компаний), которая отвечает требованиям, установленным Компанией и согласованным с Компетентным органом, и которая приняла на себя обязательство осуществлять «инвестиционное финансирование».

Кодекс определяет, что «инвестиционное финансирование» означает финансирование затрат на

разведку в соответствии с соглашением о совместной деятельности (например, соглашение о совместной операционной деятельности) или соглашением о финансировании (например, соглашение о финансировании совместной деятельности (сагу)), заключенным между стратегическим партнером и Компанией или компанией, в которой Компании прямо или косвенно принадлежит не менее 50% его акций/долей. В соглашении о совместной деятельности должно быть оговорено обязательство стратегического партнера по выплате подписного бонуса или возмещении суммы подписного бонуса Компании, если последняя выплатила подписной бонус.

В целом, операции недропользования Компании на море подлежат особому, более строгому регулированию, как предусмотрено Экологическим кодексом и Водным кодексом В соответствии с перечисленными законами и нормативными документами, ряд специальных разрешений, согласий и допусков компетентных правительственных органов необходимо для, среди прочего, строительных операций, операций по выемке грунта, взрывных работ, извлечения природных ископаемых и другие ресурсы, прокладки кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, для проведения буровых и других работ, а также для строительства искусственных островов, дамб и сооружений. Невзирая на то, что Кодекс о недрах требует наличия специальных ресурсов в случае разливов, требование о наличии у недропользователя собственных ресурсов исключено, и недропользователь может привлечь третью сторону на основании договора со специализированной организацией для ликвидации последствий разлива на море. Кодекс о недрах запрещает строительство и эксплуатацию нефтяных резервуаров и хранилищ на море. Операции по недропользованию на море должны проводиться таким образом, чтобы не вмешиваться и не причинять вреда рыбалке, неорошаемому земледелию и другим операциям. Недропользователь, осуществляющий операции на море, должен разработать специальную программу для предупреждения загрязнения морских вод и включить такие программы в проектную документацию.

По казахстанскому законодательству общее решение в отношении возможного ведения нефтедобывающих операций на море принимается Правительством.

Нефтедобывающие операции в казахстанском секторе Каспийского моря могут быть ограничены до определенной глубины. Более того, в соответствии с Законом об особо охраняемых природных территориях воды на востоке северной части Каспийского моря, с дельтами рек Волга и Урал (на территории Казахстана), являются частью защищенной Государством зоны, образованной, среди прочего, для сохранения разнообразности рыб и обеспечения естественного размножения осетра и других ценных пород. В пределах образованной зоны, защищенной Государством, операции по недропользованию подлежат дополнительным требованиям по охране окружающей среды, определенными Экологическим кодексом и могут быть ограничены или запрещены.

Урегулирование споров

Закон о недрах 2010 года предусматривал, что споры, возникающие в связи с Контрактами на недропользование, в первую очередь должны разрешаться путем переговоров, во вторую очередь, если спор не удастся урегулировать путем переговоров, стороны Контракта на недропользование имеют право решать споры в соответствии с законодательством Казахстана и международными договорами, ратифицированными Казахстаном.

В соответствии с Кодексом о недрах, любые споры, связанные с осуществлением, изменением или прекращением права недропользования, подлежат урегулированию в соответствии с казахстанским законодательством и международными договорами, ратифицированными Казахстаном.

Социальные отчисления и обязательства

Контракты на недропользование должны определять обязательства недропользователей обеспечивать равные условия и справедливую оплату казахстанскому персоналу по сравнению с иностранным персоналом, включая работников субподрядчиков. Недропользователи также обязаны при найме и обучении отдавать приоритет гражданам Казахстана.

Кроме того, Контракты на недропользование могут содержать другие обязательства недропользователей по инвестированию в социальную сферу, включая обязательства, связанные с развитием инфраструктуры и с социальным развитием соответствующих регионов, а также с

обязательствами, связанными с организацией санитарно-защитных зон.

Регулирование прав по разделу продукции при проведении нефтяных операций на море

Закон о Соглашениях о разделе продукции

Закон «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» был принят 8 июля 2005 года (№ 68-III) («Закон об СРП»), который, вместе с другими законами о недрах, являлся в Казахстане применимым правом для СРП, утратил силу с принятием нового Налогового кодекса 10 декабря 2008 года. Закон об СРП был признан утратившим силу 1 января 2009 года. Никаких законодательных актов вместо Закона об СРП введено не было. Согласно Закону о недрах 2010 года (как указано выше), СРП не являлись особой формой принятого Контракта на недропользование. Следовательно, Закон о недрах 2010 года не разрешал Государству входить в новые СРП с подрядчиками, хотя СРП, заключенные до принятия Закона о недрах 2010 года, остаются в силе.

Закон об СРП был единственным законом, регулировавшим исключительно СРП, и применялся к нефтяным операциям в казахстанском секторе Каспийского и Аральского морей.

По Закону об СРП основным методом получения нефтяных участков были открытые и закрытые тендеры, если иное не было предусмотрено в международных договорах или контрактах с участием Правительства. Компании было предоставлено право долевого участия не менее 50% во всех заключаемых Правительством соглашениях о разделе продукции на море в качестве подрядчика. Кроме того, СРП могли заключаться путем прямых переговоров между Компанией, являвшейся уполномоченным агентом Правительства, и Компетентного органа (в то время МЭМР), с одной стороны, и инвестором, с другой стороны. Далее, Закон об СРП устанавливал порядок и общие условия проведения тендеров по СРП. Базовые условия тендера включали требование к операторам морских месторождений закупать товары и услуги у казахстанских производителей, включая, без ограничения, услуги переработки, а также обязательства по развитию технологий и инфраструктуры в Казахстане.

В соответствии с Законом об СРП, СРП могли заключаться только на совмещенную разведку и добычу либо на добычу на общий срок до 35 и 25 лет, соответственно. Закон об СРП также предусматривал категорию «уникальных» месторождений, в отношении которых срок СРП мог быть продлен до 45 лет, однако закон не давал никакого определения термину «уникальный».

Согласно Закону об СРП, подрядчик мог частично либо полностью передать свои права и обязательства по СРП в общем порядке, предусмотренном в Законе о нефти, по которому ранее требовалось одобрение Компетентного органа (МЭМР). Хотя Закон об СРП не предусматривал Приоритетного права государства на приобретение любого долевого участия в существующем СРП у продающего подрядчика, Правительство могло реализовать Приоритетное право государства в соответствии с Законом о недрах.

Магистральный трубопровод

Закон «О магистральном трубопроводе» (№20-V от 22 июня 2012 года в действующей редакции) («Закон о магистральном трубопроводе») устанавливает единую законодательную базу для строительства, владения и эксплуатации магистральных трубопроводов, а также государственный контроль над магистральными трубопроводами. В частности, Закон о магистральном трубопроводе предусматривает, что (i) магистральный трубопровод, (ii) акции в юридическом лице, которое владеет магистральным трубопроводом и (iii) акциями в юридическом лице, которое может напрямую и/или косвенно определять и/или влиять на решения, принятые владельцем магистрального трубопровода составляют «стратегические объекты».

В соответствии с Законом о магистральном трубопроводе и Законом «О государственной собственности» (№413-IV от 1 марта 2011 года в действующей редакции) («Закон о государственной собственности»), государство имеет приоритетное право на приобретение (i) отчуждаемых «стратегических объектов»; и (ii) контрольного пакета акций (не менее 51%) в каком-либо новом проекте магистрального трубопровода. Государство может отказаться от своего приоритетного права приобретения стратегических объектов и акций в новом проекте магистрального трубопровода или подписаться на менее, чем 51% доли в проекте нового магистрального трубопровода. Закон о магистральном трубопроводе не предусматривает приоритетного права Государства в отношении

расширения существующего магистрального трубопровода.

Кроме того, Закон о магистральном трубопроводе предусматривает, что для магистральных трубопроводов, в которых государство, национальная холдинговая компания управления или национальной компании прямо или косвенно владеет более чем 50% долевого участия, национальным оператором должны предоставляться услуги оператора, если нет иного соглашения с Правительством. В соответствии с Решением Правительства №1273 от 8 октября 2012 года КТО, дочернее предприятие Компании, является национальным оператором магистрального трубопровода и теперь выполняет все функции и пользуется всеми правами национального оператора, как предусмотрено Законом о магистральном трубопроводе, Решением Правительства № 1273 и учредительными документами.

Закон о магистральном трубопроводе (а также законодательство, регулирующее естественные монополии) предусматривает равные права доступа к услугам магистральных трубопроводов для всех грузоотправителей при наличии свободной пропускной способности, при соблюдении определенных законодательных ограничений. При наличии ограниченных возможностей пропускной способности трубопровода, услуги транспортировки нефти и нефтепродуктов должны быть вынесены в очередь, установленную Законом о магистральном трубопроводе, где первый приоритет отдается грузоотправителям, поставляющим нефть на отечественные НПЗ. Закон о магистральном трубопроводе также предусматривает возможность операций своп (т.е., свопы продукции одним грузоотправителем на продукцию другого грузоотправителя) для целей поставки нефти на отечественные НПЗ и газа на внутренний рынок или за пределы Республики Казахстан, при наличии письменного согласия владельца трубопровода (или иного лица, обладающего юридическими правами на трубопровод), Компетентного органа, и соответствующих юридических лиц, производящих операции своп.

Закон о магистральном трубопроводе определяет магистральный трубопровод как интегрированный производственно-технологический комплекс и включает в себя обязательства по обеспечению безопасной транспортировки продукции. В соответствии с Законом о магистральном трубопроводе, владелец магистрального трубопровода должен выполнить процедуры экологической реабилитации после выведения магистрального трубопровода из эксплуатации. Затраты на выполнение такого требования в настоящее время неизвестны.

Газ и газоснабжение

Закон о газе и газоснабжении (№ 532-IV от 9 января 2012 года в действующей редакции) («Закон о газе») объединяет и оптимизирует различные законодательства, которые ранее регулировали эту область.

В соответствии с Законом о газе, Государство является собственником попутного газа, добываемого в Республике Казахстан (согласно как новым контрактам на добычу, так и существующим (включая заключенные до вступления в силу Закона о газе), если в них однозначно не указано, что владельцем добытого газа является недропользователь, и передается производителями Государству (по контрактам на добычу, которые предусматривают, что недропользователь является владельцем попутного газа).

Закон о газе устанавливает приоритетное право государства на приобретение (через национального оператора) на условиях не менее благоприятных, чем предлагаемые третьей стороной: (i) любого объекта, в рамках комплексной системы газоснабжения (т.е. соединительных трубопроводов, магистральных трубопроводов, сооружений хранения газа для продажи и других объектов для производства, транспортировки, хранения, продажи и потребления газа); (ii) доли в праве общей собственности на такие объекты, и (iii) акций (долей), находящихся у юридического лица, которое владеет такими объектами (т.е., любого производителя нефти, владеющего газоперерабатывающими установками или соединительными трубопроводами для продажи газа). Такое Приоритетное право Государства не распространяется на: (a) передачу (продажу) газонаполнительных компрессорных станций и систем промышленных потребителей, работающих на газе; (b) продажу акций, которые продаются на организованных рынках ценных бумаг; (c) передачу объектов и акций между юридическими лицами, в которых не менее 99% акций принадлежит, напрямую или косвенно, тому же лицу или тому владельцу объекта внутри интегрированной системы подачи газа; и (d) передачу в результате которой получатель (или приобретатель) получает, напрямую или косвенно, право размещать менее 0,1% акций (или долевого участия) в юридическом лице, которой владеет объектом интегрированной системы подачи газа. Государство может воспользоваться таким преимущественным правом на условиях, которые не менее благоприятные, чем условия, предложенные третьей стороной в

соответствии с процедурами, предусмотренными Законом о газе и Законом о государственной собственности.

Кроме того, Закон о газе предусматривает преимущественное право государства на покупку (через национального оператора) природного и очищенного газа по цене, утвержденной Компетентным органом, и определяется в соответствии с формулами, указанными в Постановлении Правительства №121 от 13 ноября 2014 года (с поправками). Цена на природный и очищенный газ включает в себя издержки производства, обработки, затраты на транспортировку и максимальную прибыль. Если государство отказывается от своего преимущественного права покупать газ, продавец может продавать газ третьим лицам.

Постановлением №914 Правительства Республики Казахстан от 5 июля 2012 года, КТГ, дочернее предприятие Компании, назначена «национальным оператором» в сфере газа и поставок газа. Соответственно, КТГ было дано приоритетное право на покупку (от имени государства) сырого и товарного газа в Казахстане по регулируемой стоимости, который затем будут продаваться на внутреннем рынке. КТГ, в качестве национального оператора, пользуется своими другими правами и функциями, предусмотренными Законом о газе.

В дополнение к описанным выше вопросам, Закон о газе регулирует общие условия продажи товарного, сжиженного нефтяного и сжиженного природного газа (на основе утвержденных моделей контрактов), вопросы, связанные с оптовой продажей и розничной продажей газа на внутреннем рынке, а также вопросы, связанные с транспортировкой и хранением газа.

Компетентный орган и другие Регулирующие органы

Общая информация

Государство играет важную роль в нескольких областях недропользования. Во-первых, правительство несет ответственность, среди прочего, за организацию и управление находящимися в собственности государства запасов, введение ограничений на недропользование в целях обеспечения национальной безопасности, охраны окружающей среды, а также защиты жизни и здоровья населения, определение процедур по заключению контрактов, назначение Компетентного органа, регулирование экспорта нефти и газа путем введения таможенных, защитных, антидемпинговых и компенсационных пошлин и квот, установления квот для транспортировки нефти различными транспортными средствами и утверждения ряда нормативных правовых актов в сфере нефти и газа. Во-вторых, государство подписывает, исполняет и отслеживает контракты на недропользование через Компетентный орган, который имеет право подписывать и выполнять нефтегазовые контракты, а также через ряд других учреждений Государства. В-третьих, государство осуществляет приоритетные права через Компанию (в качестве национальной компании) или через национальную управляющую холдинговую компанию (т.е. «Самрук-Казына»). Кроме того, местные органы исполнительной власти (акиматы) несут ответственность, среди прочего, за предоставление земельных участков недропользователям.

Министерство энергетики

После реорганизации Правительства в 2014 году Министерство энергетики стало компетентным органом в нефтегазовой сфере («**Компетентный орган**»). Министерство энергетики является основным государственным органом, регулирующим деятельность, связанную с разведкой и добычей углеводородов, и в качестве Компетентного органа в нефтегазовой сфере также курирует, среди прочего, нефтеперерабатывающие предприятия, газ и газоснабжение, транспортировку углеводородов и эксплуатацию магистральных трубопроводов.

Согласно Кодексу о недрах, Компетентный орган представляет интересы Республики Казахстан и реализует государственную политику в сфере недропользования посредством:

- (1) разработки и утверждения национальной программы управления недрами;
- (2) разработки и утверждения правовых актов в сфере недропользования;
- (3) предоставления и прекращения прав недропользования в части разведки и добычи;

- (4) контроля соблюдения недропользователями условий контрактов на недропользование;
- (5) обеспечения доступа к информации о заключенных контрактах на недропользование;
- (6) представления Правительству годового отчета о состоянии выполнения условий заключенных контрактов на недропользование;
- (7) взыскания штрафов за невыполнение условий контракта на недропользование;
- (8) осуществления иных полномочий, предусмотренных Кодексом о недрах, иными законами Казахстана, актами Президента и Правительства.

Другие регулирующие органы

К другим основным государственным органам, регулирующим различные аспекты разработки углеводородов, операций по транспортировке нефти и газа, их переработке и продаже в Казахстане относятся:

- Министерство экологии, геологии и природных ресурсов, государственный орган в сфере охраны окружающей среды с рядом особых функций в области недропользования и геологии. Это министерство, в частности, отвечает за мониторинг соблюдения правил и стандартов охраны окружающей среды при добыче и переработке полезных ископаемых. Оно также отвечает за формирование и реализацию государственной политики в области охраны окружающей среды, а также за координацию процессов в развитии «зеленой экономики» и в сфере обращения с отходами;
- Комитет геологии, который являлся уполномоченным государственным органом по изучению и использованию недр, в настоящее время входит в состав Министерства экологии, геологии и природных ресурсов и несет ответственность, среди прочего, за предоставление доступа к геологической информации, ее учет и хранение;
- Министерство труда и социальной защиты населения отвечает за расследование трудовых споров и жалоб отдельных работников, осуществляет контроль над соблюдением обязательств недропользователей по предоставлению преимуществ при приеме на работу, включая наем определенного минимального процента граждан Казахстана и выдает разрешения иностранным рабочим;
- Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан («**Комитет по естественным монополиям**»), который отвечает за регулирование тарифов на транспортировку нефти и газа, а также цен, связанных с продажей газа. Комитет по естественным монополиям также отвечает за предоставление «антимонопольных» согласований в отношении экономической концентрации;
- Министерство финансов, комитеты которого отвечают, среди прочего, за налоговые вопросы и соблюдение таможенного регулирования (включая регулирование форм экспорта, импорта и транспортировки на территории стран Евразийского таможенного союза), а также за контроль над оборотом нефтепродуктов; Комитет по чрезвычайным ситуациям Министерства внутренних дел Республики Казахстан осуществляет надзор за аварийными службами в Казахстане, в том числе отвечает за предотвращение и устранение последствий чрезвычайных ситуаций и стихийных бедствий в Казахстане, а также за обеспечение пожарной безопасности и организацию гражданской обороны;
- Территориальные департаменты Министерства Юстиции и другие областные и муниципальные уполномоченные органы, которые отвечают, среди прочего, за регистрацию юридических лиц и некоммерческих ассоциаций, а также имущества, залогов и ипотеки; и
- различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов, включая местные исполнительные органы власти.

Реестры акционеров Компании и ее дочерних предприятий ведутся АО «Центральный депозитарий

ценных бумаг», которое является квази-суверенным учреждением, владельцем и контрольным органом которого является Национальный Банк Казахстана, который имеет эксклюзивное право вести реестры ценных бумаг акционерных компаний Казахстана и некоторых товариществ с ограниченной ответственностью (по добровольному решению из участников).

Соблюдение природоохранного законодательства

Компания подпадает под действие различных казахстанских природоохранных законов, нормативных актов и требований, регулирующих выбросы в атмосферу, использование и утилизацию воды, управление отходами, воздействие на дикую природу, а также использование и восстановление земельных ресурсов. Экологический кодекс от 9 января 2007 года №212-III в действующей редакции («**Экологический кодекс**») является одним из основных законов, регулирующих деятельность недропользователей Казахстана.

Подобно Кодексу о недрах, Экологический кодекс определяет специальные требования в отношении операций на морском дне Каспийского моря, которые строже общих требований, применимых к наземной деятельности.

Контракты на недропользование обычно предусматривают ряд природоохранных обязательств в дополнение к установленным законом обязательствам. Несоблюдение таких обязательств может повлечь значительные штрафы и пени или даже приостановление действия либо расторжение Контракта на недропользование.

Согласно Экологическому кодексу, компании обязаны получать разрешения (как описано ниже) на загрязнение окружающей среды и должны соблюдать все требования, содержащиеся в таких разрешениях.

Ожидается, что Экологический кодекс будет заменен новым экологическим кодексом, который должен быть принят в 2020 или 2021 году.

24 декабря 2019 года Правительство Казахстана одобрило проект Экологического кодекса 2020 года («**Проект Экологического кодекса**»). Основными целями Проекта Экологического кодекса являются обеспечение экологической безопасности и повышение уровня жизни за счет повышения качества водных и земельных ресурсов, развития безотходной зеленой экономики и сохранения биоразнообразия.

Проект Экологического кодекса основан на нескольких обязательных принципах, таких как принцип «загрязнитель платит», который предполагает введение ряда мер, включая устранение ущерба окружающей среде в натуральной форме и введение уголовной ответственности для ответственных лиц.

Проект Экологического кодекса направлен на предприятия, которые вносят наибольший вклад в загрязнение, в том числе в нефтегазовом секторе, и будет взимать с таких предприятий сборы, которые будут постепенно и существенно увеличиваться. Цель состоит в том, чтобы стимулировать такие предприятия к переходу на экологически чистые технологии с целью минимизации выбросов вредных веществ.

Экологические разрешения

Концепция экологического разрешения («ЭР») была разработана Правительством как способ регулирования уровня загрязнения. ЭР - специальное разрешение, предоставляющее недропользователю временное право на выброс или дисперсию выбросов в атмосферу и сброс водных субстанций в поверхностные либо подземные воды. ЭР содержит условия о порядке использования окружающей среды, а также связанные с таким использованием выплаты. Обязательство получить ЭР вытекает из Контрактов на недропользование, заключаемых с МЭМР. Компании, использующие окружающую среду (загрязняющие, сбрасывающие отходы и т.д.) обязаны получать ЭР. В зависимости от количества выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, ЭР выдается сроком до 10 лет или до изменения технологии или условий недропользования. Ставки платы за загрязнение окружающей среды определяются местными представительными органами (Маслихатами) в пределах, установленных Правительством. Обладание ЭР не освобождает недропользователя или его должностных лиц от административной или уголовной ответственности.

Факельное сжигание газа

В соответствии с Кодексом о недрах факельное сжигание сырого газа запрещено, за исключением следующих случаев: (i) когда имеет место чрезвычайная ситуация или угроза чрезвычайной ситуации, угроза жизни персонала или угроза здоровью населения и угроза окружающей среде, (ii) во время испытания скважин, (iii) во время эксплуатационных испытаний месторождения, или (iv) если факельное сжигание неизбежно по технологическим причинам.

Если факельное сжигание происходит в связи с чрезвычайной ситуацией или угрозой чрезвычайной ситуации, недропользователь должен в письменной форме уведомить Компетентный орган и Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан о таком факельном сжигании в течение 10 дней. Во всех остальных случаях недропользователь должен получить согласие Компетентного органа на факельное сжигание газа при условии соблюдения недропользователем ограничений на сжигание газа, содержащихся в проектной документации и программе развития переработки газа, утвержденных Компетентным органом.

Квоты на выбросы углерода

В марте 2009 года Президент Казахстана подписал Закон о ратификации Киотского протокола. Ратификация Киотского протокола направлена на то, чтобы ограничить или препятствовать выбросам парниковых газов, таких как двуокись углерода. Ожидается, что Киотский протокол повлияет на охрану окружающей среды в Казахстане. Последствия такой ратификации в других странах до сих пор неясны, соответственно, потенциальные расходы, связанные с Киотским протоколом, неизвестны.

Помимо Киотского протокола, в ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата («**Парижское соглашение**»).

После ратификации Киотского протокола в Экологический кодекс были внесены изменения с целью создания правил контроля за климатическими изменениями в Казахстане, которые вступили в силу с 1 января 2013 года. Данные правила включали получение квот на выбросы парниковых газов юридическими лицами, выбрасывающими в атмосферу более 20 000 тонн углекислого газа в год, торговлю квотами и разработку национального плана распределения квот. Однако, ввиду жалоб на недостатки юридического механизма, разработанного для распределения квот и торговли ими, а также трудностей соблюдения таких квот, в апреле 2016 года в Казахстане было приостановлено применение ряда положений Экологического кодекса в отношении выбросов парниковых газов до 1 января 2018 года. Применение национального плана распределения на 2016-2020 годы и действие квот, распределенных среди компаний, также были приостановлены до 1 января 2018 года.

27 декабря 2017 года Правительством был утвержден Национальный план распределения квот на выбросы парниковых газов на 2018-2020 годы, который вступил в силу 1 января 2018 года. Данный План заменил собой национальный план распределения на 2016-2020 годы. Национальный план распределения квот устанавливает общий размер квот на выбросы парниковых газов в объеме 485909138 единиц на 129 компаний.

Однако данный рынок не активен и торговля на нем не ведется, поскольку Правительство Казахстана не установило рыночные механизмы.

Ожидается, что Казахстан в дальнейшем будет пересматривать регулирование выбросов парниковых газов. Потенциальный эффект от этого пока неясен. Соответственно, возможные расходы, связанные с изменениями регулирования выбросов парниковых газов, еще не известны и могут быть значительными.

Разрешения на водопользование

Целью Водного кодекса является реализация государственной политики в отношении использования и охраны водных ресурсов. Водный кодекс устанавливает ряд обязательств на использование водных ресурсов и сброс определенных материалов в воду, на основании Разрешений на водопользование («РВП»). Действие РВП может быть приостановлено либо прекращено в случае нарушения условий, указанных в соответствующем РВП. Такие условия включают в себя контроль количества подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов о результатах мониторинга, соблюдение

требований, касающихся загрязнения водных ресурсов во время добычи полезных ископаемых, а также регулярную проверку оборудования. В случае изменения каких-либо обстоятельств, связанных с использованием водных ресурсов, обладатель РВП обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, указанных в РВП.

Обеспечение исполнения обязательств

В Экологическом кодексе определены уполномоченные органы, которые несут ответственность за контроль соблюдения природоохранных требований и обеспечение исполнения природоохранных требований. Должностными лицами считаются Главный государственный экологический инспектор, Заместитель Главного государственного экологического инспектора и другие официальные лица, которые имеют право контролировать соблюдение природоохранных норм и инициировать судебные разбирательства.

Согласно Экологическому кодексу, соответствующие должностные лица государства, в своей работе по обеспечению соблюдения природоохранных мероприятий, уполномочены, среди прочего:

- проверять объекты, проводить замеры и брать пробы для анализа;
- запрашивать и получать документацию, результаты анализов и другие материалы;
- инициировать процедуры, связанные с приостановлением действия и аннулированием экологических и иных разрешений в случае нарушения условий таких разрешений;
- издавать приказы для физических и юридических лиц об устранении нарушений экологического законодательства Республики Казахстан; и
- подавать иски в суд в связи с нарушением законодательства Республики Казахстан.

Экологическое и иное обязательное страхование

Законодательство Республики Казахстан устанавливает обязательное страхование, которое должно быть получено любым лицом, занятым определенной деятельностью.

Экологическое страхование

В соответствии с Законом «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93-III, любое лицо, осуществляющее экологически опасный вид деятельности, должно застраховаться от рисков, связанных с подобной деятельностью. Договор обязательного экологического страхования должен покрывать ущерб, который можно нанести жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и окружающей среде вследствие опасной для окружающей среды деятельности и других видов деятельности (за исключением платежей за моральный ущерб, потерю прибыли и уплаты пени).

Согласно статье 3 Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности, утвержденного Приказом №27 Министерства энергетики от 21 января 2015 года, экологически опасные виды деятельности включают в себя: (i) коммерческую добычу нефти и газа; (ii) хранение нефти, нефтепродуктов и химических веществ; (iii) переработку нефти (кроме производства смазочных материалов из сырой нефти), и (iv) эксплуатацию нефтяных и газовых трубопроводов.

Недропользователь не может осуществлять свою деятельность без получения экологического страхования.

Ниже перечислены другие направления обязательного страхования, которые требуются законодательством Республики Казахстан и используются в процессе деятельности Компании.

Страхование гражданской ответственности владельцев опасных объектов

Согласно Закону «О гражданской защите» (№188-V от 11 апреля 2014 года в действующей редакции) («**Закон о гражданской защите**») и Закону «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда

третьим лицам» (№ 580-ІІ от 7 июля 2004 года в действующей редакции), компании должны осуществлять страхование от рисков, связанных с функционированием их опасных производственных объектов. Опасным производственным объектом является объект, который производит, использует, перерабатывает, образует, хранит, транспортирует или уничтожает хотя бы одно из следующих веществ: воспламеняющиеся вещества, взрывчатые вещества, горючие вещества, окисляющие вещества, токсичные вещества, высокотоксичные вещества и другие опасные вещества, определенные законодательством; или объекты, ведущие горные, геологоразведочные, буровые, взрывные работы, работы по добыче полезных ископаемых и переработке минерального сырья, а также работы в подземных условиях.

Страхование сотрудников от несчастного случая на производстве

Согласно Закону «Об обязательном страховании сотрудников от несчастного случая при исполнении ими своих трудовых обязанностей» (№ 30-ІІІ от 7 февраля 2005 года в действующей редакции), с 1 июля 2005 года все работодатели обязаны страховать своих сотрудников против несчастных случаев при выполнении ими своих трудовых обязанностей.

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств

Согласно Закону «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств» (№ 446-ІІ от 1 июля 2003 года в действующей редакции), гражданская ответственность владельцев легковых автомобилей, грузовых автомобилей, автобусов, микроавтобусов и других транспортных средств, автотранспорта и прицепов (полуприцепов), подлежат обязательному страхованию, и любое использование подобных транспортных средств без страхования запрещено.

Срок исковой давности

Срок исковой давности для предъявления гражданского иска за нарушение природоохранных требований регулируется положениями об общем сроке исковой давности, согласно Гражданскому кодексу, которая предусматривает трехлетний срок исковой давности, начинающий течь с момента, когда лицу стало или должно было стать известно о нарушении. Это ограничение не распространяется на надзорное производство, уголовные или административные преследования в связи с нарушением природоохранных требований, которые имеют отдельные сроки исковой давности.

Соблюдение требований по охране здоровья и техники безопасности

Деятельность Компании подпадает под действие законов и нормативно-правовых актов Казахстана по вопросам безопасности и охраны здоровья, включая специфические требования, определяемые характером ее деятельности, и регулируется различными государственными органами, в том числе Министерством энергетики, Министерством труда и социальной защиты населения и Министерством здравоохранения. Помимо Кодекса о недрах, такие законы и нормативно-правовые акты включают, в частности: (а) Закон о гражданской защите, устанавливающий правила и процедуры, связанные с обязательной декларацией промышленной безопасности; (б) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №236, в действующей редакции, а также (с) иные нормативные акты, устанавливающие требования в отношении производственной безопасности в нефтегазовой промышленности. Законодательство требует от работодателя обеспечения своих сотрудников исправным и безопасным оборудованием, обучения их правилам техники безопасности и охраны здоровья человека, принятия внутреннего регламента по технике безопасности и охране здоровья, обеспечения их специальной формой одежды и обуви, специальным питанием, проведения периодических медицинских осмотров своих сотрудников, проведения периодической независимой аттестации оборудования и рабочих мест, обеспечения обязательного страхования для своих сотрудников, поддержания в силе страхового покрытия на случай наступления гражданской ответственности, а также соблюдения нормативных требований по пожарной безопасности, санитарно-гигиеническим норм.

Компания ежегодно раскрывает информацию о своем подходе к устойчивому развитию, социальной, экономической и экологической ответственности. Компания составляет годовые отчеты в области

устойчивого развития с 2008 года, а с 2012 года эти отчеты публикуются в соответствии со Стандартами отчетности в области устойчивого развития GRI. Для оценки усилий Компании в области экологии, корпоративного управления и социальной сферы бизнеса Компания установила корпоративный ключевой показатель эффективности «Рейтинг ESG» на 2020 год.

Ценовое регулирование

Правительство может регулировать цены по отношению к участникам группы Компании, если это казахстанские компании при условии, что такая компания имеет статус естественной монополии либо занимает доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО и КТГ (каждая через свое соответствующее дочернее предприятие), каждая из которых классифицируется как естественная монополия и которая подвергается ценовому регулированию со стороны Комитета по естественным монополиям. Такое ценовое регулирование применяется только к внутреннему рынку и не применяется к тарифам на транзит нефти и газа и/или тарифы на экспортную транспортировку (как указано в соответствии с международными договорами и/или в договорах на транспортировку).

Закон «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» (№463-IV от 20 июля 2011 года) дает полномочия Государству по регулированию предельных розничных цен на нефтепродукты. Министерство энергетики – это государственный орган, уполномоченный определять типы регулируемых нефтепродуктов и их соответствующие предельные розничные цены. Применимое законодательство не предусматривает государственного регулирования оптовых цен на нефтепродукты.

В мае 2014 года Договор о ЕАЭС был подписан государствами-членами ЕАЭС, в том числе Казахстаном. Глава XX (Энергетика) Договора о ЕАЭС посвящена вопросам сотрудничества государств-членов в сфере энергетики, в том числе путем формирования общего газового рынка и предоставления доступа к услугам естественных монополий в газотранспортной сфере на территории государств-членов. В соответствии с Договором о ЕАЭС Высший Евразийский экономический совет в мае 2016 года одобрил концепцию формирования единого газового рынка ЕАЭС, а в декабре 2018 года – программу формирования единого газового рынка ЕАЭС. В настоящее время ожидается, что межправительственное соглашение о едином газовом рынке вступит в силу к 1 января 2025 года. Формирование общего газового рынка государствами-членами ЕАЭС может повлиять на вопросы, связанные с торговлей газом в Казахстане и деятельностью Компании.

Казахстанские товары и услуги

Правительство содействует развитию смежным отраслям отечественной промышленности и приняло новую политику нефтегазового сектора для достижения данной цели.

Примером такой политики является больший акцент на привлечении поставщиков услуг из Казахстана. В соответствии с этой политикой недропользователи обязаны поддерживать определенный минимальный процент казахстанских производителей в работе и оказании услуг. Кроме того, недропользователи должны отдавать предпочтение казахстанскому персоналу при проведении операций по недропользованию. От инвесторов также часто требуется внести свой вклад в социальные проекты в виде денежных средств и предоставить льготы.

Правила С-К

В соответствии с Законом о Фонде национального благосостояния, Компания не подпадает под общие правила государственных закупок (установленные Законом о государственных закупках) и осуществляет свои закупки в соответствии с Порядком осуществления закупок Самрук-Казына («Правила С-К»).

Правила С-К были приняты 3 июля 2019 года и вступили в силу 1 января 2020 года. Правила С-К в целом схожи с существующими правилами государственных закупок и предусматривают обязательные процедуры по закупке товаров, работ и услуг «Самрук-Казына» и компаниями, в которых у «Самрук-Казына» есть 50% или более прямого или косвенного владения. Правила С-К требуют, чтобы такие компании проводили открытые конкурсы по запуску большинства видов товаров, работ и услуг, с учетом определенных ограниченных исключений. Закупка определенного ограниченного числа категорий товаров, работ и услуг, а также товаров, работ и услуг, предоставляемых компаниями, входящими в

группу «Самрук-Казына», проводится путем прямых сделок без привлечения тендерных процедур. «Самрук-Казына» осуществляет общий контроль соблюдения требований правил С-К в соответствии с Правилами контроля осуществления закупок «Самрук-Казына», принятыми 23 декабря 2019 года и вступившими в силу 1 января 2020 года.

Подробная процедура для различных видов закупок установлена Стандартом осуществления закупок «Самрук-Казына», принятым 9 сентября 2019 года, который вступил в силу 1 января 2020 года. Согласно Стандарту осуществления закупок «Самрук-Казына», недропользователи в группе «Самрук-Казына», заключившие контракты на недропользование до 1 января 2015 года, сохраняют определенные обязательства по закупке преимущественно казахстанских товаров, работ и услуг в течение переходного периода до 2021 года, после чего, как ожидается, такие льготы будут отменены.

Закон об арбитраже

Если стороны не договорились об ином и с учетом законодательных ограничений, если стороны не могут разрешить свой спор, возникающий из и/или в связи с их соответствующим контрактом на недропользование, они должны передать такой спор в соответствующий суд Казахстана.

Согласно Закону об арбитраже, третейский суд не вправе рассматривать споры между казахстанскими физическими и/или юридическими лицами, с одной стороны, и государственными органами, государственными предприятиями, а также юридическими лицами, пятьдесят процентов или более голосующих акций (долей участия в уставном капитале) которых прямо или косвенно принадлежит государству, с другой стороны, при отсутствии 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), пятьдесят процентов или более голосующих акций (долей участия в уставном капитале) которых прямо или косвенно принадлежит государству, намеревающиеся заключить арбитражное соглашение, должны направить в уполномоченный орган соответствующей отрасли (или местный исполнительный орган) запрос на предоставление согласия на заключение такого арбитражного соглашения с указанием планируемых расходов на арбитражное разбирательство. При рассмотрении запроса уполномоченный орган (или местный исполнительный орган) должен учитывать экономическую безопасность и интересы государства.

При выборе третейского суда стороны могут выбрать третейский суд в Казахстане (например, Международный арбитражный центр («МАЦ») в Международном финансовом центре Астаны («МФЦА»), Арбитражный центр Национальной палаты предпринимателей «Атамекен» и т.д.) или международный третейский суд (например, Лондонский международный третейский суд, Международный арбитражный суд МТП и т.д.).

Арбитраж МАЦ

МФЦА – финансовый центр в Нур-Султане, Казахстан, который официально начал работу в 2018 году и имеет особый правовой режим. МАЦ действует на территории МФЦА и призван обеспечить независимую, экономичную и быструю альтернативу судебным разбирательствам, действуя в соответствии с самыми высокими международными стандартами для разрешения гражданских и коммерческих споров в МФЦА. Стороны могут договориться о том, чтобы МАЦ управлял их арбитражем в соответствии с Правилами арбитража и медиации МАЦ, Арбитражным регламентом ЮНСИТРАЛ или специальными правилами арбитража, а также администрировал их процедуру медиации в соответствии с Правилами арбитража и медиации МАК или специальными правилами посредничества. Стороны спора могут согласовать другие формы альтернативного разрешения спора.

В состав арбитров МАЦ входят более тридцати специалистов из более чем десяти разных стран, включая Соединенное Королевство, США, Китай, Гонконг, Японию, Индию, Сингапур, Россию и некоторые страны Европейского Союза.

Лицензирование в сфере недропользования, хранения и транспортировки по трубопроводам

В мае 2014 года в силу вступил новый Закон «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года №202-V, в действующей редакции («Закон о разрешениях и уведомлениях»). Закон о разрешениях и уведомлениях консолидирует и упрощает различные правовые нормы в отношении лицензий,

разрешений, согласий и иных одобрений государственных органов. Закон о разрешениях и уведомлениях предусматривает, что добыча нефти и газа, эксплуатация нефтеперерабатывающих заводов и магистральных нефтепроводов и газопроводов, а также операции по недропользованию (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и иные связанные работы) являются лицензируемыми видами деятельности.

Лицензия выдается Компетентным органом на неограниченный срок после предоставления всех необходимых документов, подтверждающих выполнение объектом всех применимых требований и оплату лицензионного сбора. Лицензия не подлежит передаче от одного лица (лицензиата) к другому лицу.

Действие лицензии (разрешения) может быть приостановлено или прекращено в случае нарушения лицензиатом квалификационных требований, в том числе в случае отсутствия квалифицированного персонала или надлежащего оборудования.

В случае осуществления деятельности юридическим лицом без соответствующей лицензии (разрешения), предусмотренной Законом о разрешениях и уведомлениях, такое юридическое лицо и его должностные лица привлекаются к административной и уголовной ответственности.

Антимонопольное регулирование

Комитет по естественным монополиям отвечает за контроль над вопросами конкуренции, в том числе, вопросами, касающимися нефтегазовой промышленности. Он регулирует конкурентное поведение субъектов рынка, не являющихся субъектами естественных монополий, и контролирует деятельность субъектов рынка, занимающих доминирующее положение на определенном товарном рынке.

В соответствии с Предпринимательским кодексом Казахстана («Предпринимательский кодекс»), субъект рынка считается занимающим доминирующее положение, если его доля на рынке составляет 35% и более и если в отношении такого субъекта рынка установлены в совокупности следующие обстоятельства: (i) возможность субъекта рынка в одностороннем порядке определять уровень цены товара и оказывать решающее влияние на общие условия реализации товара на товарном рынке; (ii) продолжительность существования возможности субъекта рынка оказывать решающее влияние на общие условия обращения товара на товарном рынке; и (iii) наличие экономических, технологических, административных или иных ограничений для доступа на товарный рынок. В случае, если субъект рынка занимает долю 50% и более, его положение признается доминирующим без учета вышеуказанных обстоятельств.

Помимо этого, доминирующим признается положение каждого из нескольких субъектов рынка, если совокупная доля не более чем трех субъектов рынка, которым принадлежат наибольшие доли на соответствующем товарном рынке, составляет 50% и более, или если совокупная доля не более чем четырех субъектов рынка, которым принадлежат наибольшие доли на соответствующем товарном рынке, составляет 70% и более, если в отношении такого субъекта рынка установлены в совокупности следующие обстоятельства: (i) в течение не менее чем одного года (или в течение срока существования соответствующего товарного рынка) размер доли рынка остается неизменным; (ii) реализуемый или приобретаемый субъектом рынка товар не может быть заменен другим товаром; и (iii) информация о цене или об условиях реализации этого товара на соответствующем товарном рынке доступна неопределенному кругу лиц. При этом, положение субъекта рынка не признается доминирующим, если его доля на соответствующем товарном рынке составляет не более 15%.

Субъекты рынка, намеревающиеся совершить либо совершившие экономическую концентрацию, должны получить согласие на экономическую концентрацию от Комитета по естественным монополиям или уведомить его о совершенной экономической концентрации в зависимости от типа такой концентрации.

В соответствии с Предпринимательским кодексом, экономической концентрацией признаются:

- реорганизация субъекта рынка путем слияния или присоединения;
- приобретение лицом (группой лиц) голосующих акций (долей участия в уставном капитале, паев) субъекта рынка, при котором такое лицо (группа лиц) получает право распоряжаться более

чем 50% указанных акций (долей участия в уставном капитале, паев), если до приобретения такое лицо (группа лиц) не распоряжалось (не распоряжалась) акциями (долями участия в уставном капитале, паями) данного субъекта рынка или распоряжалось 50% или менее голосующих акций (долей участия в уставном капитале, паев) указанного субъекта рынка. Данное требование не распространяется на учредителей юридического лица при его создании;

- получение в собственность, владение и пользование, в том числе в счет оплаты (передачи) уставного капитала, субъектом рынка (группой лиц) основных производственных средств и/или нематериальных активов другого субъекта рынка, если балансовая стоимость имущества, составляющего предмет сделки (взаимосвязанных сделок), превышает 10% балансовой стоимости основных производственных средств и нематериальных активов субъекта рынка, отчуждающего или передающего имущество;
- приобретение субъектом рынка прав (в том числе на основании договора о доверительном управлении, договора о совместной деятельности, договора поручения), позволяющих давать обязательные для исполнения указания другому субъекту рынка при ведении им предпринимательской деятельности либо осуществлять функции его исполнительного органа; или
- участие одних и тех же физических лиц в исполнительных органах, советах директоров, наблюдательных советах или других органах управления двух и более субъектов рынка при условии определения указанными физическими лицами в данных субъектах условий ведения их предпринимательской деятельности.

Осуществление вышеуказанных сделок внутри одной группы лиц не признается экономической концентрацией и не требует получения согласия от Комитета по естественным монополиям или его уведомления. Согласие Комитета по естественным монополиям (в отношении сделок, указанных в пунктах (1)-(3) непосредственно выше) либо уведомление Комитета по естественным монополиям (о сделках, указанных в пунктах (4) и (5)), требуется в случаях, если совокупная балансовая стоимость активов реорганизуемых субъектов рынка (группы лиц) или приобретателя (группы лиц), а также субъекта рынка, акции (доли участия в уставном капитале, паи) с правом голоса которого приобретаются, или их совокупный объем реализации товаров за последний финансовый год превышает десятиллионнократный размер месячного расчетного показателя, установленный на дату подачи ходатайства (уведомления).

В целом, ответственность за предварительное получение согласия Комитета по естественным монополиям несет приобретатель акций (долей участия, паев), основных производственных средств, нематериальных активов или соответствующих прав.

Компания, совершающая экономическую концентрацию без применимого согласия или уведомления Комитета по естественным монополиям в нарушение Предпринимательского кодекса, может быть привлечена к административной ответственности с уплатой штрафов.

Экономическая концентрация, совершенная без согласия Комитета по естественным монополиям, которая привела к установлению или улучшению доминирующего или монопольного положения субъекта рынка (или группы лиц) и/или ограничению конкуренции, может быть признана судом недействительной по иску Комитета по естественным монополиям.

Помимо этого, государственная регистрация, перерегистрация субъекта рынка, прав на недвижимое имущество, осуществленные в нарушение вышеизложенных требований Предпринимательского кодекса, могут быть признаны в судебном порядке незаконными и отменяются по иску Комитета по естественным монополиям.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Ниже приводится общее описание некоторых налоговых вопросов в отношении облигаций. Данный раздел не включает в себя полный анализ всех налоговых вопросов, связанных с облигациями. Перед покупкой облигаций, покупателям следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно отношения законодательства каждой страны к приобретению, хранению и утилизации облигаций, а также получению процентов, основной суммы по облигациям и последствиям подобного рода действий по налоговому законодательству этих стран. Данный краткий обзор основан на законодательстве, действующем на дату настоящей публикации, и подлежит изменению при любых изменениях в законодательстве, которые могут вступить в силу после этой даты.

Федеральный подоходный налог США

Далее приводится краткий обзор определенных налоговых последствий по федеральному подоходному налогу США в случае приобретения, владения и отчуждения облигаций владельцем. Данный раздел не рассматривает последствия по федеральному подоходному налогу для каждого вида облигаций, которые могут быть выпущены в рамках Программы, и дополнительная или измененная в процессе информация относительно некоторых налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США для такого вида облигаций может быть предоставлена в дополнительном проспекте по мере необходимости. Информация настоящего раздела распространяется только на держателей, которые приобрели облигации как часть первоначального выпуска по их первоначальной цене выпуска и которые владеют Облигациями в качестве капитальных активов с целью федерального подоходного налогообложения. В данном разделе не обсуждаются все аспекты американского федерального подоходного налогообложения, которые могут быть применимы ко всем участникам класса держателей, подвергающихся специальному рассмотрению в целях американского федерального подоходного налогообложения (если иное не указано ниже), таких организаций как финансовые институты, страховые компании, инвестиционные трасты по недвижимости, регулируемые инвестиционные компании, доверительные трасты, освобожденные от выплаты налогов организации, дилеры и трейдеры ценных бумаг или валютных средств, лица, которые следят за продвижением своих ценных бумаг на рынке, держатели облигаций через товарищество (или юридическое лицо или объединение, рассматриваемое как товарищество для целей федерального подоходного налога США) или любое другое юридическое лицо, держатели облигаций как часть позиции стрэддл либо как часть хеджирования, конверсии либо интегрированной сделки для федерального подоходного налога США, контролируемые иностранные корпорации, компании с пассивными иностранными инвестициями, американские держатели (как определено ниже), которые имеют функциональную валюту, отличную от доллара США, и некоторые иностранные граждане и долго проживающие в США,. Кроме того, данный раздел не рассматривает федеральные налоги США и налог на дарение, налог от «чистого инвестиционного дохода», предусмотренный Разделом 1411 Кодекса или последствия после внедрения альтернативного минимального налога в связи с приобретением, владением или отчуждением облигаций, а также данный раздел не включает в себя описание налогового законодательства, принятого государственными органами за пределами США либо органами штатов США или местными органами власти США.

Информация данного раздела основана на Налоговом кодексе США от 1986 года с поправками, («Кодекс») существующих и планируемых постановлениях Министерства финансов США, административных заявлениях и судебных решениях, имеющих в наличии и действующим на дату настоящего Соглашения. Все вышесказанное может подвергнуться изменениям, которые могут иметь ретроактивную силу, либо различным толкованиям, которые могут повлиять на налоговые последствия, описанные в данном документе. Любые соображения относительно федерального подоходного налога США, относящиеся к конкретному выпуску облигаций, будут предоставлены в дополнение к данному Базовому проспекту.

В нашем случае, американским держателем является фактический владелец облигаций, который для федерального подоходного налога США может быть (i) гражданином или резидентом Соединенных Штатов; (ii) корпорацией (или юридическим лицом, рассматриваемым как корпорация для федерального подоходного налога США), созданной или организованной, в соответствии с законодательством США или любого штата, включая округ Колумбия; (iii) наследственной массой,

доход от которой, вне зависимости от ее источника, облагается федеральным подоходным налогом США, или (iv), трастом (1) который законным образом определяет, что он должен рассматриваться как лицо США для целей федерального подоходного налога США или (2) (a) администрацией, над которой суд США может осуществлять первичный контроль и (b) по которому одно или несколько лиц Соединенных Штатов имеют полномочия контролировать все важные решения.

Неамериканский держатель – собственник-бенефициар облигаций, который не является ни американским держателем, ни товариществом (или любым другим лицом или объединением, рассматриваемым в качестве товарищества) для целей федерального подоходного налога США.

Если держателем облигаций является товарищество (или любое другое юридическое лицо, или объединение, рассматриваемое в качестве товарищества) в целях федерального подоходного налога США, справедливо отметить, что налоговый режим товарищества и его участников будет зависеть от статуса участника и деятельности товарищества. Как участнику, так и целому товариществу следует проконсультироваться со своим налоговым консультантом относительно возможных последствий федерального подоходного налога США после приобретения, владения или распоряжения облигациями товарищества.

СУЩНОСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ ФЕДЕРАЛЬНОГО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА США, УКАЗАННЫХ НИЖЕ, ПРЕДСТАВЛЕНА ДЛЯ ОБЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОКУПАТЕЛИ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ НАЛОГОВЫМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ КАСАТЕЛЬНО КОНКРЕТНЫХ НАЛОГОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРИОБРЕТЕНИЯ, ВЛАДЕНИЯ И ОТЧУЖДЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ, ВКЛЮЧАЯ ПРИГОДНОСТЬ И ВЛИЯНИЕ НАЛОГОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ШТАТОВ США, МЕСТНЫХ ОРГАНОВ ВЛАСТИ США ИЛИ ЮРИСДИКЦИЙ ЗА ПРЕДЕЛАМИ США И ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В НАЛОГОВОМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ.

Американские держатели

Характеристика облигаций для целей федерального подоходного налога США

Вопрос о том, может ли такой инструмент, как облигации, характеризоваться как долговое обязательство, долевой или какой-либо иной инструмент или интерес для целей федерального подоходного налога США, должен решаться на основе всех соответствующих фактов и обстоятельств. Это может не подтверждаться законом уставных, судебных или административных органов, непосредственно касающихся соответствующих характеристик облигаций, и можно обойтись без постановлений от Налогового управления США («НУ США») по отношению к соответствующим характеристикам облигаций к федеральному подоходному налогу США. В той степени, в которой Эмитент обязан занять позицию, если иное не предусмотрено в соответствующем дополнительном проспекте, Эмитент намерен занять позицию, что Облигации характеризуются как задолженность, с целью федерального подоходного налога США. Вполне возможно, что НУ США может утверждать, что облигации, выпущенные Эмитентом, должны рассматриваться не как задолженность Эмитента, а либо как собственный капитал Эмитента, либо как задолженность Компании (если Эмитентом является KMG Finance). Дополнительные альтернативные характеристики также возможны. Дополнительные возможные характеристики, если таковые применимы, можно рассмотреть в любом дополнительном проспекте или серии проспектов. Потенциальные покупатели облигаций должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами о последствиях в том случае, если облигации будут рассматриваться капитал Эмитента или как задолженность Компании (если Эмитентом является KMG Finance) или собственный капитал KMG Finance, или любая другая характеристика для целей федерального подоходного налога США и для оценки последствий приобретения, владения или распоряжения Облигациями. В остальной части данного раздела предполагается, что Облигации считаются задолженностью в целях федерального подоходного налога США.

Определенные налогоплательщики, использующие метод начислений

В соответствии с недавно принятым законодательством, определенные американские держатели, в целом использующие метод бухгалтерского учета нарастающим итогом в целях налогообложения, обязаны включать определенные суммы в свой доход не позднее момента, когда такие суммы отражаются в определенной финансовой отчетности. Поэтому применение данного правила может

потребовать начисления дохода ранее, чем в случае применения общих правил налогообложения, описанных ниже. Однако планируемые постановления Министерства финансов США предусматривают, что данное правило не применяется к общим положениям о сроках в отношении первоначального дисконта («ПД») и к некоторым иным статьям в отношении долговых инструментов. Американские держатели могут полагаться на планируемые постановления Министерства финансов США в отношении Облигаций, при условии, что любой такой американский держатель последовательно применяет все применимые правила, содержащиеся в планируемых постановлениях Министерства финансов США, ко всем статьям доходов в течение налогового года такого американского держателя. Американские держатели, использующие метод бухгалтерского учета нарастающим итогом, должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении потенциальной применимости этого правила к их конкретной ситуации.

Вознаграждение

За исключением случаев, изложенных ниже, проценты, выплачиваемые по облигациям, либо в долларах США, либо в любой другой валюте, составной валюте или корзине валют, кроме долларов США («**иностранная валюта**»), включая сумму любого применимого налога, удерживаемого у источника дохода в отношении облигаций, и любые дополнительные суммы, выплачиваемые по облигациям, включаются в совокупный доход американского держателя в качестве обычного процентного дохода в момент получения или начисления в соответствии с обычным методом учета, применяемого к американскому держателю, с целью учета федерального подоходного налога США. Кроме того, проценты и ПД по Облигациям, если есть, начисляемая в отношении Облигаций (как описано ниже в разделе « - Первоначальный дисконт») как правило, будут рассматриваться как иностранный источник дохода для целей американского федерального подоходного налога. Для целей расчета, сумма иностранного налогового кредита, проценты по Облигациям, как правило, должны представлять собой «категорию пассивного дохода». Правила Федерального подоходного налога США, касающиеся иностранных налоговых кредитов и лимитов различные, и могут варьироваться в зависимости от фактов и обстоятельств каждого американского держателя. Соответственно, американские держатели должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно наличия иностранного налогового кредита для иностранных налогов, удержанных исходя из конкретной ситуации такого держателя.

Квалифицированный объявленный процент, деноминированный в иностранной валюте

За исключением случаев, изложенных ниже, если выплаты любых «квалифицированных объявленных» процентов (как определено ниже), включая любые дополнительные суммы, выражены, или определяются в иностранной валюте («**Облигации в иностранной валюте**»), суммой дохода, признаваемой американским держателем, является стоимость такой иностранной валюты в долларах США, включая сумму любых применимых по этому поводу налогов, удерживаемых у источника дохода, и любых соответствующих дополнительных выплачиваемых сумм, независимо от того, конвертирована ли фактически сумма в иностранной валюте в доллары США. Как правило, американский держатель, который использует кассовый метод налогового учета, будет определять стоимость доллара США по курсу на дату получения. Американский держатель, который использует метод начисления в налоговом учете, будет определять стоимость доллара США по среднему обменному курсу за период начисления (либо, если период начисления захватывает два налоговых года для американского держателя, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или, по выбору американского держателя, по обменному курсу валют на последний день периода начисления (либо, если период начисления захватывает два налоговых года для американского держателя, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или по курсу спот на дату получения, если это произошло в течение пяти дней с последнего дня периода начисления. Любой такой выбранный метод применяется ко всем долговым инструментам, имеющимся у американского держателя на начало первого налогооблагаемого года, на который распространяется действие выбранного метода, либо впоследствии приобретенным американским держателем, и не подлежит отмене без согласия НУ США. Американский держатель, который использует метод начислений, с целью налогообложения будет признавать в США иностранную прибыль или убыток от получения выплаты процентов, если обменный курс, действующий на дату получения оплаты, отличается от ставки, применяемой к начислению процентов, несмотря на то, конвертирован ли платеж в доллары США на тот момент. Такая курсовая прибыль или убыток будут считаться прибылью или убытком, полученными в ходе обычной хозяйственной

деятельности, но не будут считаться корректировкой к процентному доходу, полученному по облигациям.

Первоначальный дисконт

Американские держатели облигаций, выпущенных с ПД, в том числе облигации с нулевым купоном со сроком погашения более одного года («**Облигации с дисконтом от номинальной стоимости**»), попадают под действие специальных правил налогового учета, которые описаны более подробно ниже. Дополнительные правила, применимые к Облигациям, выпущенных с дисконтом с номинальной цены, номинальная стоимость которых устанавливается или определяется на основании валюты, отличной от доллара США, описаны ниже в разделе Облигации с дисконтом в иностранной валюте.

В нижеследующем анализе не рассматривается применение положений Министерства финансов США, касающихся ПД или налоговых последствий на федеральном уровне США в отношении инвестиций в долговые обязательства с условным платежом. В случае если Эмитент выдает долговые обязательства с условным платежом, в соответствующих Окончательных условиях будут описаны некоторые налоговые последствия, связанные с определенным федеральным подоходным налогом США.

Для целей федерального подоходного налога США, считается, что Облигация (в том числе облигации с нулевым купоном), не являющаяся Облигацией сроком один год или менее («**Краткосрочная облигация**») выпущена с ПД, если при наступлении срока погашения, сумма превышения объявленной цены погашения Облигации над ценой выпуска равняется или превышает малозначительную сумму (0,25% установленной цены погашения Облигации при наступлении срока, умноженная на количество полных лет до наступления срока ее погашения (или, в случае если Облигация предусматривает другие платежи, за исключением соответствующего объявленного процента до наступления срока платежа, ее средневзвешенный срок погашения)). «Эмиссионной ценой» облигации в каждом конкретном размещении, считается первая цена, по которой было реализовано значительное количество размещенных облигаций лицам, не являющимся андеррайтерами, брокерами, агентами или оптовыми торговцами. «Заявленная цена погашения на дату погашения» Облигации - это сумма всех платежей, предусмотренных Облигацией, не являющимися платежами «квалифицированного заявленного вознаграждения». Термин «соответствующий объявленный процент» означает объявленный процент, который, безусловно, оплачивается денежными средствами или в натуральной форме (за исключением при наличии долговых обязательств эмитента) минимум раз в год по фиксированной ставке или по переменной ставке (в случае, описанном ниже в разделе «- *Переменная ставка долговых инструментов*»). Проценты, начисляемые по единой фиксированной ставке, выплачиваются лишь в том случае, если ставка соответствующим образом учитывает продолжительность интервалов между платежами. Если будет установлено, что проценты, начисляемые на определенную Облигацию, не являются специальным объявленным процентом, об этом будет сообщено в соответствующих Окончательных условиях. В случае если Облигации выпущены с минимальным ПД, Американский держатель такой Облигации признает доход от прироста капитала, по отношению к любому минимальному ПД, как установленный основной платеж, сделанный по Облигации. Величина такого прироста по каждой выплате основной суммы будет равна произведению общей суммы Облигаций с минимальным ПД и числа, числитель которой представляет собой сумму основного произведенного платежа, а знаменатель, которого является установленной номинальной стоимостью Облигации.

Американские держатели Облигаций с дисконтом от номинальной стоимости со сроком погашения более одного года со дня выпуска, как правило, обязаны включать ПД в доход (рассчитываемый по методу постоянной доходности) до получения части или всей суммы соответствующего платежа. Сумма ПД, которая включается в доход первоначальным Американским держателем Облигаций с дисконтом от номинальной стоимости, является суммой «ежедневной доли» ПД по Облигации за каждый день налогового года или его части, в течение которого данный Американский держатель владел такой Облигацией («**Начисленный ПД**»). Ежедневная доля определяется путем распределения пропорциональной части ПД, приходящейся на указанный период начисления, на каждый день «периода начисления». Продолжительность «периода начисления» по Облигациям с дисконтом от номинальной стоимости может быть любой и может меняться в течение срока действия Облигации при условии, что каждый период начисления не превышает один год, и каждая запланированная выплата основной суммы или процентов приходится на первый или последний день периода начисления. Сумма ПД, относимая к любому периоду начисления, представляет собой сумму превышения, если таковая

имеет место, (а) произведения скорректированной цены выпуска Облигации в начале такого периода начисления на ее доходность на момент погашения (определяемую на основании начисления сложных процентов на конец каждого периода начисления и корректируемую на продолжительность периода начисления) над (b) суммой объявленного соответствующего процента, относимого на период начисления. ПД, относимый на заключительный период начисления, представляет собой разницу между суммой, выплачиваемой при наступлении срока погашения (за исключением оплаты соответствующего объявленного процента) и скорректированной ценой выпуска. При расчете суммы ПД для первоначального короткого периода начисления используются Особые правила. «Скорректированная цена выпуска» Облигации в начале любого периода начисления равна цене выпуска этой Облигации, увеличенной на начисленный ПД за каждый предыдущий период начисления (определяется без учета амортизационной премии по приобретению или облигационной премии, как определено ниже), и уменьшенной на суммы выплат, ранее произведенных по такой Облигации (кроме выплат соответствующего объявленного процента). В соответствии с данными Правилами, Американский держатель, по общему правилу, должен включить в доход увеличивающиеся суммы ПД в последующих периодах начисления.

Некоторые Облигации могут быть погашены до наступления периода погашения по усмотрению Эмитента или по выбору держателя. Облигации с Дисконтом, содержащие представленную выше функцию, могут находиться в компетенции правил, отличных от общих правил, касающихся облигаций, описанных в данном документе. Лица, рассматривающие возможность покупки Облигаций с Дисконтом, с данными специфическими функциями, должны тщательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении таких функций, так как налоговые последствия в части федерального подоходного налога США по отношению к Облигациям с ПД будут зависеть, в частности, от конкретных условий и Особенности Облигаций.

В случае, если Облигация с Первоначальным дисконтом является Облигацией с плавающей ставкой, классифицируемой как «долговое обязательство с переменной ставкой» согласно соответствующим постановлениям Министерства финансов США (как описано ниже в разделе «*Долговые обязательства с переменной ставкой*»), то как «доход на момент погашения», так и «соответствующий объявленный процент» определяются лишь для расчета начисления ПД, как если бы Облигация приносила процентный доход во всех периодах при фиксированной ставке, равной, как правило, применимой к процентным выплатам по Облигации на дату ее выпуска, или для конкретной Облигации с плавающей ставкой - по ставке, которая отражает ожидаемый разумный доход на момент погашения Облигации. В случае, если доход от Облигации с плавающей ставкой основано на нескольких процентных индексах, или в случае какой-либо индексации основной суммы Облигации, могут применяться дополнительные правила. Лица, рассматривающие возможность приобретения Облигации с плавающей ставкой, должны внимательно изучить приведенный ниже анализ в разделе «*Долговые обязательства с переменной ставкой*» и соответствующий Дополнительный проспект и проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении налоговых последствий с точки зрения федерального подоходного налога США, возникающего при владении и отчуждении указанных выше Облигаций.

Выбор рассматривать все проценты как Первоначальный дисконт

Американские держатели могут, по своему усмотрению, рассматривать все процентные ставки по какому-либо виду Облигации как ПД и подсчитывать сумму, включаемую в совокупный доход, по описанному выше в разделе «*Первоначальный дисконт*» методу постоянной доходности. В случае применения такого метода, к процентам относится: объявленный процент, скидка на приобретение, ПД, минимальный ПД, минимальная рыночная скидка и необъявленный процент с поправкой на амортизируемую премию по приобретению и облигационную премию. Данный метод применяется только к Облигациям, по отношению к которым он предназначен, и не может быть отменен без согласия НУ США. В этом случае Американские держатели должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами.

Долговые обязательства с переменной ставкой

Как правило, Облигация с плавающей ставкой («**Облигация с плавающей ставкой**») будет квалифицироваться как «долговое обязательство с переменной ставкой» по Постановлению

Министерства финансов США, регулирующему начисление ПД, если: (а) цена выпуска не превышает общие нераспределенные выплаты основной суммы, причитающиеся в соответствии с Облигацией с плавающей ставкой, более чем на сумму, равной (i) 0,015 умноженной на произведение общей нераспределенной выплаты основной суммы и число полных лет до срока погашения с даты выпуска (или, в случае Облигации с плавающей ставкой, предусматривающей выплаты, помимо квалифицированного объявленного процента до срока погашения, средневзвешенный срок погашения Облигации с плавающей ставкой), или (ii) 15 процентов от общей нераспределенной выплаты основной суммы; (b) она не предусматривает никакие выплаты кроме как объявленный процент, который выплачивается или отчисляется по меньшей мере раз в год по (i) одной или нескольким соответствующим плавающим ставкам, (ii) одной фиксированной ставке и одной или более соответствующей плавающей ставке, (iii) единой главной ставке, или (iv) единой фиксированной ставке и единой главной ставке, которая соответствует обратной плавающей ставке; и (c) каждая соответствующая плавающая ставка или объективная ставка, принимаемая в расчет для определения процента, действующая на протяжении всего срока действия Облигации с плавающей ставкой, устанавливаемая на текущую сумму данной ставки (т.е. значение ставки в любой день, не раньше, чем за три месяца от первого дня выпуска, на который определяется сумма, но не позднее чем через один год после первого дня выпуска).

«Соответствующая плавающая ставка» представляет собой любую плавающую ставку, где: (а) изменение размера такой ставки обоснованно ожидается одновременно с изменениями в стоимости новых привлечены средств в валюте, в которой выражены Облигации с плавающими процентными ставками; или (b) если ставка равняется таковой, умноженной на (i) фиксированную ставку, которая больше чем 0,65, но не превышает 1,35, или (ii) фиксированную ставку, которая больше чем 0,65, но не превышает 1,35 увеличивающаяся или уменьшающаяся на фиксированную ставку. Кроме того, две или более соответствующие плавающие ставки, которые разумно ожидаются, и имеют примерно одинаковые значения на протяжении всего срока действия Облигации с плавающей ставкой, вместе составляют единую соответствующую плавающую ставку. Две или более плавающие ставки будут рассчитываться в соответствии с требованиями предыдущего предложения, если значения всех ставок на дату выпуска Облигации находятся в пределах 25 базисных пунктов друг от друга. Переменная ставка не является квалифицированной плавающей ставкой, если в отношении нее действуют определенные ограничения (включая максимальные значения, минимальные значения, регуляторы или иные ограничения), за исключением случаев, когда такие ограничения являются фиксированными в течение всего срока Облигации с плавающей ставкой или в целом, по разумной оценке, не должны значительно повлиять на доходность Облигации с плавающей ставкой.

«Объективная ставка» является ставкой, которая: (а) не является соответствующей плавающей ставкой; и (b) определяется с использованием одной фиксированной формулы, основанной на финансовой или экономической информации, которая находится под контролем или присущая обстоятельствам эмитента или связанных с ним сторон (хотя ставка не перестает являться объективной ставкой только по той причине, что она основана на кредитоспособности эмитента). Другие переменные ставки могут рассматриваться как объективные ставки, если в будущем НУ США даст соответствующее указание. Несмотря на вышеизложенное, норма по плавающей ставке не будет являться реальной ставкой, если есть основания полагать, что среднее значение такой ставки в течение первой половины срока действия Облигации с плавающей ставкой, будет либо значительно меньше, или значительно больше, чем среднее значение ставки в течение второй половины срока действия Облигации с плавающей ставкой. «Соответствующая обратная плавающая ставка» является реальной ставкой, если такая ставка процента равна разнице фиксированной ставки и соответствующей плавающей ставки, а изменения в размере ставки ожидаются в разумном размере с одновременным изменением стоимости новых привлеченных средств в валюте, в которой деноминированы Облигации с плавающей ставкой.

Как правило, если Облигации с плавающей ставкой предусматривают объявленный процент (оплачиваемый безоговорочно минимум один раз в год) в соответствии с единичной фиксированной ставкой для первоначального периода продолжительностью 1 (один) год или менее, после чего применяется переменная ставка, соответствующая либо одной плавающей ставке, либо одной реальной ставке, а значение переменной ставки по Облигациям с плавающей ставкой на дату выпуска, производится в целях приблизительного расчета фиксированной ставки, то фиксированная и переменная ставки вместе составляют единую соответствующую плавающую ставку или реальную ставку в зависимости от ситуации. В случае если по Облигациям с плавающей ставкой выплачивается

процент по единичной реальной ставке или по единичной соответствующей плавающей ставке, ПД, если таковой имеется, определяется с использованием фиксированной ставки, равной, в случае соответствующей плавающей или соответствующей плавающей обратной ставки, величины, на дату выпуска, соответствующей плавающей или соответствующей плавающей обратной ставки, или любой другой реальной ставки, фиксированной ставки, которая отражает разумную доходность которая ожидается для такой Облигации с плавающей ставкой.

Если Облигация с плавающей ставкой, являющаяся обязательством с переменной ставкой, не предусматривает объявленный процент по одной соответствующей плавающей ставке или единичной реальной ставке, или по единичной фиксированной ставке (кроме как по единичной фиксированной ставке для начального периода), величина соответствующей реальной ставки и сумма и начисление ПД по Облигации с плавающей ставкой определяется: (а) фиксированной ставкой заменяющей каждую переменную ставку, предусмотренную Облигацией с плавающей ставкой (как правило, значение каждой переменной ставки на дату выпуска или в случае реальной ставки, которая не является соответствующей плавающей ставкой, фиксированной ставкой, которая отражает разумную доходность по данной Облигации с плавающей ставкой); (b) составлением эквивалентного обязательства для фиксированной ставки (используя заменители фиксированной ставки, описанные выше); (с) величиной соответствующего объявленного процента и ПД относительно эквивалентного обязательства для фиксированной ставки (путем применения Общих правил выпуска ПД, описанных выше в разделе «Первоначальный дисконт»; и (d) внесением соответствующей поправки по фактической сумме выплаченного или начисленного вознаграждения в течение соответствующего срока начисления.

Если Облигация с плавающей ставкой предусматривает объявленный процент с одной или более соответствующими плавающими ставками или с соответствующей обратной плавающей ставкой, и, кроме того, предусматривается объявленный процент по одной фиксированной ставке (кроме единичной фиксированной процентной ставки на начальный период), Американский держатель обычно должен определить сумму процентов и ПД с использованием метода, описанного в предыдущем абзаце, с тем изменением, что Облигация с плавающей ставкой применяется для целей первых трех шагов определения, как если бы она предусматривала соответствующую плавающую ставку (или соответствующую обратную плавающую ставку, если Облигация с плавающей ставкой предусматривает данную ставку), а не фиксированную ставку. Соответствующая плавающая ставка (или соответствующая обратная плавающая ставка), заменяемая фиксированной ставкой должна быть такой, чтобы справедливая рыночная цена по Облигации с плавающей ставкой на дату выпуска была примерно такой же, как рыночная стоимость идентичных долговых инструментов, предусмотренных для соответствующей плавающей ставке (или соответствующей обратной плавающей ставки), а не фиксированной ставке.

Облигация с плавающей ставкой, которая не считается долговым обязательством с переменной ставкой вознаграждения, не будет рассматриваться как долговой инструмент с условным платежом. Некоторые последствия рассмотрения такой Облигации с целью американского подоходного налогообложения будет более подробно рассмотрено в соответствующих дополнительных проспектах.

Краткосрочные облигации

В случае Краткосрочных облигаций, все платежи (в том числе все установленные проценты) включаются в установленную цену погашения по истечении срока погашения; таким образом, американские держатели, как правило, уплачивают налог с дисконта (при наличии такового), а не с установленных процентов. Дисконт равняется сумме, на которую указанная цена погашения на момент погашения превышает номинальную цену Краткосрочной облигации, если американский держатель не примет решения рассчитывать данный дисконт по налоговой базе, а не по номинальной цене. В целом, физические лица и другие отдельные Американские держатели Краткосрочных облигаций, использующие кассовый метод налогового учета, не обязаны включать начисленный ПД в свой доход, если только они сами не примут такое решение (однако, при этом от них может потребоваться включение в доход любого объявленного процента в таком размере, в каком он был получен). Американские держатели, которые признают доходы для целей начисления федерального подоходного налога США по методу начислений, и другие отдельные Американские держатели обязаны начислять дисконт по указанным Краткосрочным облигациям (как обычный доход) на равномерной основе, если только они не решат начислять Дисконт по методу постоянной доходности на основании ежедневного

начисления сложного процента. В случае если от Американского держателя не требуется, и он сам не решает включать дисконт в текущий доход, любой прирост стоимости, реализованный в результате продажи, обмена или погашения Краткосрочной облигации, как правило, представляет собой обычный доход в размере дисконта, начисленного на равномерной основе (если не был выбран метод начисления постоянной доходности) на момент продажи, обмена или погашения. Американский держатель, который примет решение не включать в доход, начисленный на данный момент Дисконт, должен будет отсрочить учет вычетов части расходов по выплате процентов в отношении какой-либо возникшей или оставшейся задолженности, полученной для приобретения или держания таких Облигаций.

Облигации с дисконтом от номинальной стоимости в иностранной валюте

ПД, начисленный за какой-либо период по Облигациям с дисконтом от номинальной стоимости, выраженный в иностранной валюте или определяемый со ссылкой на иностранную валюту, указывается в иностранной валюте, а затем переводится в доллары США таким же образом, как и объявленный процент Американского держателя, использующего метод начисления, изложенный в разделе «Квалифицированный объявленный процент, деноминированный в иностранной валюте» выше. После получения суммы, приходящейся на ПД (либо в связи с выплатой вознаграждения, либо в связи с продажей или выкупом Облигации), Американский держатель признает прибыль или убыток от курсовой разницы иностранной валюты (облагаемый как обычный доход или убыток), равный размеру разницы между полученной суммой (переведенной в доллары США по спот-курсу, действующему на дату получения) и предыдущей начисленной суммой, вне зависимости от того, была ли фактически сумма выплаты переведена в доллары США.

Облигации, приобретенные с премией

Американский держатель, который покупает Облигацию за сумму, превышающую ее номинальную стоимость, или, в случае приобретения Облигации с дисконтом от номинальной стоимости, ее заявленную цену погашения при наступлении срока погашения, может принять решение рассматривать излишек как «амортизируемую премию по облигациям», и в этом случае сумма, которая должна быть включена в доход Американского держателя за каждый год в отношении вознаграждения по Облигациям, будет уменьшена на сумму амортизируемой премии по облигациям, подлежащей распределению (на основе доходности Облигаций к погашению) за соответствующий год. Любое решение по амортизации премии по облигациям должно применяться ко всем облигациям (кроме облигаций, вознаграждение по которым исключается из валового дохода для целей федерального подоходного налога США), которыми владеет Американский держатель в начале первого налогового года, к которому применяется выбор, или которые Американский держатель приобретает впоследствии, и является безотзывным без согласия НУ США. См. также раздел «Выбор рассматривать все проценты как первоначальный дисконт» выше. Американский держатель, который в настоящее время не учитывает премию по облигациям (кроме премии за приобретение), признает убыток от капитала при наступлении срока погашения Облигации.

Продажа, обмен или погашение

Скорректированной налоговой базой для Облигации Американского держателя, как правило, является ее стоимость в долларах США, увеличенная на сумму какого-либо ПД, включенного в доход Американского держателя в отношении Облигации, и уменьшенная на (i) сумму платежей, которые не являются выплатой соответствующего объявленного вознаграждения, и (ii) сумму какой-либо амортизируемой премии по облигации, используемой для уменьшения вознаграждения по Облигации. Стоимость Облигации в долларах, приобретенной за иностранную валюту, как правило, представляет собой долларовое выражение цены покупки на дату покупки или, если это Облигации, которые продаются на установленном рынке ценных бумаг, как определяется в соответствующих Постановлениях министерства финансов, ведущего налоговый учет по кассовому методу (или Американским держателем, ведущему налоговый учет по методу начислений, который решает как поступать), на дату расчетов по покупке.

Американский держатель учитывает прибыль или убытки от продажи обмена или погашения Облигации в сумме равной разнице между суммой, полученной от продажи, обмена или погашения и налоговой базой Облигации. Сумма по Облигациям, не включает сумму, относящуюся к начисленному, но не выплаченному проценту или ПД, который облагается налогом в составе процентного дохода или

Процентная скидка, по мере его включения в доход в предыдущих периодах. Сумма, полученная от продажи, обмена или погашения в иностранной валюте, является эквивалентом такой суммы в долларах США на дату продажи, обмена или погашения, или, если эти Облигации продаются на установленном рынке ценных бумаг, в рамках значения действующих Постановлений министерства финансов США, и которые были проданы Американским держателем, использующим кассовый метод (или Американским держателем, использующим метод начислений, который принимает такое решение), - на день взаиморасчетов по продаже, обмену или погашению. Такой выбор со стороны Американского держателя, использующего метод начислений, должен применяться последовательно в отношении каждого года и не может быть отозван без согласия НУ США.

Кроме случаев, которые относятся к (i) прибыли или убытку, связанными с изменениями в обменном курсе (как описано в следующем параграфе), и (ii) прибылью от размещения Краткосрочных облигаций (см. «Краткосрочные облигации»), прибыль или убыток, признаваемые от продажи, обмена или погашения Облигации представляет собой доход от прироста капитала или убыток от вложенного капитала, а при владении Облигаций более одного года - долгосрочным доходом от прироста капитала или убытков от вложенного капитала на момент такой продажи, обмена или погашения. Однако, прибыль или убыток от обмена учитывается только в пределах общего дохода или убытка по сделке. Прибыль или убыток, реализуемый Американским держателем от продажи, обмена или погашения Облигации, обычно, является долларовым источником прибыли или убытков. Потенциальные инвесторы должны проконсультироваться со своим налоговым консультантом по поводу особенностей зачета иностранных налогов в случае осуществления такой продажи, обмена или погашения Облигаций.

Прибыль или убыток, признанные американским держателем, от продажи, обмена или погашения Облигации, которые связаны с изменением обменного курса, рассматриваются как обычные прибыль или убыток источника в США; однако, курсовая прибыль или убыток принимаются во внимание только в отношении общей прибыли и убытка, полученных по сделке.

Отчуждение в иностранной валюте

Налоговая база иностранной валюты, полученная в качестве выплат вознаграждения по Облигации или от продажи, обмена или погашения Облигации, равняется ее стоимости в долларах США на момент получения такого вознаграждения или на момент осуществления такой продажи, обмена или погашения. При использовании кассового метода, Американский держатель, который покупает или продает Облигации в иностранной валюте, должен сделать перевод единиц иностранной валюты, выплаченные или полученные, в доллары США по обменному курсу на дату расчетов за покупку или продажу. Соответственно, прибыль или убытки от разницы в курсах не будут иметь место в результате колебания валютных курсов между датой заключения сделки и датой расчетов за покупку или продажу. Если Американский держатель использует метод начислений, он может выбирать такой же режим для всех покупок или продаж Облигаций в иностранной валюте при условии, что Облигации в иностранной валюте обращаются на установленном рынке ценных бумаг. Выбор данного метода не может быть изменен без согласия Службы по внутреннему налогообложению. Любой доход или убыток, реализованный Американским держателем, от продажи или другого отчуждения иностранной валюты (в том числе ее обмен на доллары США или ее использование для покупки Облигаций), в целом, будет считаться обычным доходом или убытком.

Отчетность по сделке, подлежащей регистрации

Согласно отдельным Постановлениям Министерства финансов США, Американские держатели, участвующие в «сделках, подлежащих регистрации» (согласно определению, данному в постановлениях Министерства финансов США), должны приложить к своим декларациям по федеральному подоходному налогу США заявление о раскрытии информации, подготовленному по Форме 8886. Согласно соответствующим правилам, если Облигации выражены в иностранной валюте, Американский держатель рассматривает убыток от курсовой разницы по Облигациям, в качестве сделки, подлежащей регистрации, если данный убыток превышает указанный в Постановлении порог (50 000 долларов за один налоговый год, если Американский держатель является физическим лицом или трастом, или большую сумму для других Американских держателей), а также должен раскрыть информацию по своим инвестициям, путем подачи формы 8886 в НУ США. Штраф в размере 10 000 долларов США выставляется, в случае если нарушителем является физическое лицо, и 50 000 долларов

США, во всех остальных случаях, и, как правило, налагается на любого налогоплательщика, который вовремя не предоставил информацию в НУ США, в соответствии с потерями по сделке, которая подлежит регистрации. Американские держатели должны уточнить у своих налоговых консультантов возможные обстоятельства по подаче Формы 8886 в отношении владения или отчуждения Облигаций, или какой-либо связанной с этим сделки, включая, без ограничений, продажу любой неамериканской валюты, полученной в качестве выплат вознаграждения или выручки от продажи, или отчуждения Облигации иным способом.

Отчетность по иностранным финансовым активам

Некоторые Американские держатели, которые владеют определенными «указанными иностранными финансовыми активами», обязаны сообщать информацию, касающуюся таких активов, в своих налоговых декларациях. Вознаграждение по Облигациям, по общему правилу, является указанными иностранными финансовыми активами, за некоторыми исключениями (в том числе за исключениями по Облигациям, хранящимся на счетах, поддерживаемых финансовыми институтами США). Американским держателям настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно применения данных правил и любых иных обязательств по передаче информации, если таковая имеется, относящаяся к владению и размещению Облигаций.

Неамериканские держатели

Согласно действующему в настоящее время закону о федеральном подоходном налоге США, с учетом нижеизложенных аспектов в разделе «Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации», выплаты вознаграждения (в том числе ПД) по Облигациям Неамериканскому держателю, обычно не облагаются федеральным налогом США, кроме случаев, когда доход фактически связан с осуществлением указанным Неамериканским держателем торговли или хозяйственной деятельности в США.

Принимая во внимание положения, изложенные в разделе «Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации», любой доход от прироста стоимости, реализованный Неамериканским держателем в результате продажи, обмена или выплаты Облигации, как правило, не облагается федеральным подоходным налогом США, кроме случаев, когда (i) доход от прироста стоимости фактически связан с осуществлением указанным Неамериканским держателем торговли или хозяйственной деятельности в США, или (ii) если этот доход был получен частным Неамериканским держателем, и указанный Неамериканский держатель находился в США более 183 дней в течение налогового года, в котором была осуществлена продажа, обмен или выплата, и были соблюдены другие определенные условия.

Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации

По общему правилу, отчетность по выплатам в счет основной суммы, вознаграждения и начисленного ПД по Облигациям, а также доходов от продажи, обмена или иного отчуждения Облигаций, осуществляемым Американскому держателю американскими или определенными связанными с США платежными агентами или посредниками, должна предоставляться НУ США и Американскому держателю в соответствии с требованиями применимых нормативных актов. К таким выплатам применяется резервный налог, удерживаемый у источника дохода (в том числе к выплатам ПД), если Американский держатель не предоставляет верный идентификационный номер налогоплательщика или подтверждение статуса лица, освобожденного от уплаты налога, или не соблюдает иные применимые требования в отношении резервного налога, удерживаемого у источника дохода. Резервный налог, удерживаемый у источника дохода, не применяется к некоторым Американским держателям. Выплаты основной суммы или вознаграждения в пользу Неамериканского держателя, произведенные на территории США, плательщиком в США или посредником в США, не облагаются резервным налогом, удерживаемым у источника дохода, и к ним не применяется требование по предоставлению информации, если Неамериканский держатель предоставит плательщику соответствующее подтверждение того, что он не является Американским держателем, и плательщик не обладает информацией или не имеет основания считать, что такое свидетельство не соответствует действительности. Сумма резервного налога, удерживаемого у источника дохода, составляет в настоящее время 24%.

Резервное удержание не является дополнительным налогом. Обычно держатели имеют право зачесть суммы, удержанные согласно правилам резервного удержания, в счет обязательств указанного держателя по уплате федерального подоходного налога США, а также могут иметь право на возврат, при условии, что необходимая информация будет своевременно представлена в НУ США.

Налогообложение в Казахстане

Приведенное ниже краткое изложение некоторых вопросов налогообложения в Казахстане основано на законодательстве на дату настоящего Базового проспекта и может изменяться в соответствии с любыми изменениями в законах, их толковании и применении, хотя такие изменения могут иметь обратную силу. Приведенное ниже краткое изложение не является исчерпывающим описанием всех налоговых аспектов, которые могут иметь отношение к решению о приобретении, владении или отчуждении Облигаций, и в нем не рассматриваются налоговые последствия, применимые ко всем категориям инвесторов, некоторые из которых (например, дилеры по ценным бумагам) могут подпадать под действие специальных правил. Данное краткое изложение касается только положения инвесторов, которые не связаны с Казахстаном, кроме как в силу приобретения, владения или отчуждения Облигаций. Инвесторы должны проконсультироваться со своими профессиональными консультантами в отношении налоговых последствий своего приобретения, владения и распоряжения Облигациями, включая их право на льготы по соглашениям об избежании двойного налогообложения, в соответствии с законодательством страны их гражданства, проживания, постоянного местонахождения или регистрации, а также по мере необходимости получить налоговую консультацию в Казахстане.

В данном кратком изложении анализируются налоговые последствия отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций и выплаты вознаграждения по законодательству Казахстана. В целом казахстанское налоговое законодательство в отношении налогообложения ценных бумаг и финансовых инструментов не очень хорошо разработано, и во многих случаях действие казахстанских норм налогового законодательства и механизма обеспечения их соблюдения неясны или открыты для различных толкований.

В отношении облигаций, выпущенных KMG Finance

Вознаграждение по Налоговому кодексу 2018 года

По действующему в настоящее время казахстанскому законодательству выплаты основной суммы или вознаграждения по Облигациям, выпущенных KMG Finance физическому лицу, не являющемуся резидентом Казахстана или юридическому лицу, которое не было создано в соответствии с законодательством Казахстана и у которого нет фактического органа управления (места фактического управления) в Казахстане, равно как и нет постоянного учреждения в Казахстане, и которое никаким иным образом не имеет никакого налогооблагаемого присутствия в Казахстане (далее совместно - «**Неказахстанские держатели**»), не подлежат налогообложению в Казахстане, и казахские налоги из таких выплат не удерживаются. Вознаграждение, выплачиваемое KMG Finance резидентам Казахстана или нерезидентам, которые имеют постоянное учреждение в Казахстане (далее совместно - «**Казахстанские держатели**»), за исключением физических лиц, облагается казахстанским подоходным налогом, за исключением случаев, когда на день начисления вознаграждения Облигации зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (KASE).

Вознаграждение по Закону о МФЦА

По Закону о МФЦА вознаграждение, выплачиваемое по ценным бумагам, освобождается от налогообложения в Казахстане до 1 января 2066 года, при условии, что такие ценные бумаги включены в официальный список ценных бумаг AIX на момент начисления вознаграждения. Соответственно, в силу включения Облигаций в официальный список AIX вознаграждение, выплачиваемое по Облигациям, будет освобождено от налогообложения в Казахстане.

Доходы по Налоговому кодексу 2018 года

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не облагается казахстанским подоходным налогом. Любая прибыль, полученная Казахстанскими держателями в отношении Облигаций, которые входят в официальный список фондовой биржи на дату продажи, действующей на территории Казахстана, и

которые посредством открытого аукциона на фондовой бирже, не будут облагаться казахстанским подоходным налогом.

Доходы по Закону о МФЦА

По Закону о МФЦА доходы от капитала, получаемые держателями Облигаций от продажи их Облигаций, освобождаются от налогообложения в Казахстане до 1 января 2066 года, если ценные бумаги включены в официальный список АИХ на дату их продажи. Соответственно, в силу включения Облигаций в официальный список АИХ любые доходы, полученные от продажи Облигаций, включенных в официальный список АИХ на дату их продажи, будут освобождены от налогообложения в Казахстане.

Выплаты по гарантии

Выплаты Компании Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 20%, за исключением случаев снижения ставки налога в соответствии с договором о недопущении двойного налогообложения.

Неказахстанские держатели, которые проживают в странах, таких как США или Соединенное Королевство, с которыми Казахстан имеет двусторонние соглашения в сфере налогообложения, могут иметь право на льготную ставку подоходного налога, при условии своевременного представления Компании надлежащим образом оформленного свидетельства, подтверждающего статус налогового резидента, оформленного в стране такого резидентства.

Выплаты Компании по Гарантии Казахстанским держателям, за исключением физических лиц, будут облагаться подоходным налогом по ставке 20%. Выплаты по Гарантии Казахстанским держателям, являющимся физическими лицами, будут облагаться подоходным налогом по ставке 10%.

Держатели Облигаций должны проконсультироваться со своими собственными налоговыми консультантами в отношении применимости налоговых вычетов и применимых налоговых ставок к выплатам по Гарантии.

В Договоре доверительного управления и Гарантии Компания соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Договоре доверительного управления) в отношении таких удержаний, с учетом отдельных исключений, изложенных в Условии 12 (*Налогообложение*) Условий выпуска облигаций. Выплаты Компанией держателю облигаций, имеющему право на льготы по договору о недопущении двойного налогообложения с Казахстаном, могут облагаться налогом у источника по льготной ставке.

В отношении Облигаций, выпущенных КМГ

Вознаграждение по Налоговому кодексу 2018 года

Выплаты вознаграждения Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 15%, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения. С выплат по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированным в странах с льготным режимом (например, Лихтенштейн, Нигерия, Мальта, Аруба (входящая в состав Нидерландов) и т.д.) а также Неказахстанским держателям, не предоставившим Компании надлежащего подтверждения своего статуса налогового резидента страны, не включенной в такой перечень стран с благоприятным налоговым режимом) удерживается казахстанский налог по ставке 20%, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения.

Неказахстанские держатели, которые проживают в странах, таких как США или Соединенное Королевство, с которыми Казахстан имеет двусторонние соглашения в сфере налогообложения, могут иметь право на льготную ставку подоходного налога, при условии своевременного представления Компании надлежащим образом оформленного свидетельства, подтверждающего статус налогового резидента, оформленного в стране такого резидентства.

Выплаты вознаграждения Казахстанским держателям по Гарантии, кроме физических лиц, казахских

инвестиционных фондов и других отдельных лиц (которые освобождаются) могут облагаться налогом у источника по ставке 15%, если на день начисления вознаграждения Облигации зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (например, KASE).

Налог с источника не применяется, если на день начисления вознаграждения Облигации не зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (например, KASE).

Компания соглашается в соответствии с условиями выпуска Облигаций выплатить дополнительные суммы (как определено в Договоре доверительного управления) в отношении любых таких удержаний, за определенными исключениями, полностью изложенными в Условии 12 (*Налогообложение*).

Вознаграждение по Закону о МФЦА

По Закону о МФЦА вознаграждение, выплачиваемое по ценным бумагам, освобождается от налогообложения в Казахстане до 1 января 2066 года, при условии, что такие ценные бумаги включены в официальный список ценных бумаг AIX на момент начисления вознаграждения. Соответственно, в силу включения Облигаций в официальный список AIX вознаграждение, выплачиваемое по Облигациям, будет освобождено от налогообложения в Казахстане.

Доходы по Налоговому кодексу 2018 года

Доход от прироста стоимости, возникающий у Казахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, относится на счет доходов Казахстанских держателей. Чистый доход таких Казахстанских держателей облагается налогом на доходы юридических лиц по ставке 20% либо налогом на доходы физических лиц по ставке 10% (сообразно обстоятельствам).

Если на дату продажи Облигации зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи, осуществляющей деятельность на территории Казахстана (например, KASE), и не торгуются на открытых торгах такой биржи, любые доходы Казахстанских держателей не облагаются налогом, уплачиваемым у источника доходов, на территории Казахстана.

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, облагается налогом с источника по ставке 15 процентов, кроме случаев наличия действующего соглашения об избежании двойного налогообложения, предусматривающего освобождение от уплаты такого налога на доходы от прироста капитала. Если распоряжение Облигациями осуществляет Неказахстанский держатель, зарегистрированный в стране с льготным налоговым режимом, доходы от такого распоряжения облагаются налогом у источника в Казахстане по ставке 20%, кроме случаев наличия действующего соглашения об избежании двойного налогообложения.

Любые доходы, полученные Неказахстанским держателем, которые на дату продажи зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана или иностранной фондовой биржи и продаются через открытые торги на таких биржах, не облагаются налогом у источника.

Доходы, полученные Казахстанским или Неказахстанским держателем от продажи Облигаций, иным образом, кроме как через открытые торги на соответствующей бирже, могут облагаться казахстанским налогом или налогом у источника доходов, соответственно. В отношении доходов, полученных Неказахстанскими держателями, покупатель или получатель этих Облигаций может рассматриваться как источник дохода агента и, следовательно, обязан удерживать налог на прирост капитала у продавца и уплатить его в Казахстане. В то же время, казахстанское налоговое законодательство не определяет механизм сбора любого такого налога с покупателей или получателей, являющихся Неказахстанскими держателями или не имеющих налогового присутствия в Казахстане. Любые потенциальные покупатели или приобретатели Облигаций у / от Неказахстанских держателей должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по налоговым последствиям такого приобретения.

Доходы по Закону о МФЦА

По Закону о МФЦА доходы от капитала, получаемые держателями Облигаций от продажи их Облигаций, освобождаются от налогообложения в Казахстане до 1 января 2066 года, если ценные

бумаги включены в официальный список AIX на дату их продажи. Соответственно, в силу включения Облигаций в официальный список AIX любые доходы, полученные от продажи Облигаций, включенных в официальный список AIX на дату их продажи, будут освобождены от налогообложения в Казахстане.

Налогообложение в Нидерландах

Общие положения

Далее представлен общий обзор налоговых последствий в Нидерландах, действующих на дату составления настоящего Базового проспекта, в отношении выплат по Облигациям, выпущенным KMG Finance, а также в отношении приобретения, владения и отчуждения Облигаций. Настоящий обзор не ставит целью охватить все возможные аспекты налогообложения и его последствий, которые могут касаться держателя Облигаций или потенциального держателя, и, учитывая общий характер данного обзора, он должен рассматриваться с соответствующей предусмотрительностью. держатели должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по вопросу инвестиций в Облигации. Если не предусмотрено иное, в настоящем обзоре рассматривается лишь налоговое законодательство Нидерландов, действующее на дату составления Базового проспекта и толкуемое в настоящее время в соответствии с публикациями прецедентного права.

Данный обзор не описывает налоговые последствия с точки зрения закона Нидерландов для держателей, которые предположительно владеют значительным участием (*«aanmerkelijk belang»*) в Эмитенте. Считается, что держатель Облигации имеет значительное участие Эмитенте, если он один или вместе со своим партнером (официально определенный термин), или с каким-либо другим имеющим к этому отношению лицом прямо или косвенно владеет (i) участием в размере 5 или более процентов от общего объема выпущенного капитала Эмитента или в размере 5 или более процентов от выпущенного капитала по отдельным классам акций Эмитента, (ii) правом на прямое или косвенное приобретение указанного участия или (iii) определенным правом на участие в прибылях Эмитента.

Налог у источника

Все выплаты, произведенные KMG Finance по Облигациям, выпущенным им, могут быть освобождены от удержаний или вычетов за счет уплаты различных видов налогов, начисляемых, взимаемых или удерживаемых в Нидерландах, какой-либо их административно-территориальной единицей или налоговыми органами при условии, что ни одна из выплат по Облигациям не зависит и не считается зависимым от дохода или распределения дохода KMG Finance или его аффилированным лицом.

Корпоративный подоходный налог и индивидуальный подоходный налог

Для резидентов Нидерландов

Если держатель Облигации для целей голландского корпоративного подоходного налога является резидентом Нидерландов или считается таковым, то доход, полученный от имеющихся у него Облигаций, и доход от прироста стоимости, возникший при отчуждении имеющихся у него Облигаций, облагаются голландским корпоративным подоходным налогом (по ставкам 2020 года: 16,5% на доход меньший или равный 200 000 евро; 25% - на доход свыше 200 000 евро).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, резидентом Нидерландов или считается таковым для целей голландского корпоративного дохода, то доход, полученный от имеющихся у него Облигаций, и доход от прироста стоимости, возникший при отчуждении или считается, что при отчуждении, имеющихся у него Облигаций, облагаются налогом по прогрессирующей ставке (не более 49,5%), если:

- у держателя имеется предприятие или доля участия в предприятии, к которому относятся Облигации; или
- считается, что держатель осуществляет деятельность в отношении Облигации, которая выходит за рамки обычного управления активами (*«normaal vermogensbeheer»*).

Если вышеуказанные условия не относятся к частному держателю Облигаций, такой держатель будет

ежегодно облагаться налогом на номинальный доход в размере 0,06% - 5,33% от чистой стоимости имеющихся у него Облигаций на начало календарного года по фиксированной ставке 30,0% независимо от того, был или не был получен доход в виде процентов или фактически получен доход от прироста стоимости в отношении Облигаций. Вышеуказанный номинальный налог применяется в отношении частного держателя Облигаций лишь в том случае, когда будут превышены определенные пороговые значения.

Для нерезидентов Нидерландов

Голландское подоходное налогообложение или прирост капитала не применяется в отношении держателя Облигаций, получающего доход от Облигации и реализующего прибыль от распоряжения или подразумеваемого распоряжения Облигацией, если:

- такой держатель не является и не считается резидентом Нидерландов; и
- такой держатель не имеет доли участия в предприятии или подразумеваемом предприятии (официально определенный термин), которое полностью или частично, либо фактически управляется из Нидерландов, либо работает через постоянно действующее учреждение или постоянное представительство в Нидерландах, и к части которого или ко всему такому предприятию относятся Облигации; и
- такой держатель, если это физическое лицо, не осуществляет никакой другой деятельности в Нидерландах, которая бы выходила за рамки обычного управления активами; и
- такой держатель имеет доли участия в предприятии в Нидерландах, кроме как в виде ценных бумаг.

Доход держателя Облигации не будет облагаться налогом в Нидерландах только лишь в силу подписания, передачи и/или принудительного исполнения Облигаций или выполнения KMG своих обязательств по Облигациям.

Налоги на дарение, наследуемое имущество и на наследство

Голландские налоги на дарение, наследуемое имущество и на наследство не взимаются в случае приобретения Облигации в качестве подарка от держателя или вследствие его смерти, за исключением случаев, когда:

- держатель является резидентом Нидерландов или считается таковым; или
- в случае смерти физического лица, которое при этом являлось резидентом Нидерландов или считалось таковым в течение 180 дней после даты дарения, притом, что при осуществлении дарения Облигации оно не являлось резидентом Нидерландов и не считалось таковым.

Для целей голландского налога на дарение и налога на наследство, физическое лицо, не имеющее голландского гражданства, считается резидентом Нидерландов, если оно было резидентом Нидерландов в любое время в течение 10 лет, предшествующих дате дарения и/или смерти такого лица.

Для целей голландского налога на дарение и налога на наследство, физическое лицо, не имеющее голландского гражданства, считается резидентом Нидерландов, если оно было резидентом Нидерландов в любое время в течение двенадцати месяцев, предшествующих дате дарения.

Прочие налоги и пошлины

Держатель Облигаций не выплачивает в Нидерландах никаких сборов за регистрацию, налогов на капитал, государственные пошлины или иные подобные налоги, за исключением судебных сборов и взносов за регистрацию в торговом реестре Торговой палаты, в отношении подписания, передачи и/или принудительного исполнения через судебные органы (включая приведение в исполнение иностранного судебного решения в судах Нидерландов) Облигаций или исполнение Эмитентом обязательств по Облигациям. Также не подлежит уплате в Голландии налог на добавленную стоимость в отношении выплат в счет эмиссии Облигаций, выплат, вознаграждения или основной суммы по Облигации или в отношении передачи Облигации.

Предполагаемый налог на финансовые операции

14 февраля 2013 года Европейская комиссия опубликовала предложение («Предложение комиссии») по Директиве о введении единого налога на финансовые операции («НФО») в Бельгии, Германии, Эстонии, Греции, Испании, Франции, Италии, Австрии, Португалии, Словении и Словакии («Страны-участницы»). При этом, Эстония позже заявила о том, что участие принимать не будет.

Предложение Комиссии имеет очень широкую сферу применения и может, в случае его утверждения, затрагивать определенные сделки с Облигациями (включая операций на вторичном рынке). В то же время, НФО не будет применяться при выпуске Облигаций и при подписке на них.

В соответствии с предложением Комиссии, НФО может применяться в определенных обстоятельствах для лиц внутри и за пределами Стран-участниц. Как правило, налог будет применяться к определенным сделкам с Облигациями, в которых по крайней мере одна сторона является финансовым учреждением и по крайней мере одна сторона учреждена в одной из Стран-участниц. Финансовое учреждение может быть учреждено (либо может рассматриваться в качестве учрежденного) в одной из Стран-участниц при разного рода обстоятельствах, включая (i) посредством совершения операции с лицом, учрежденным на территории одной из Стран-участниц, или (ii) случаи, когда финансовый инструмент, являющийся объектом операции, был выпущен на территории одной из Стран-участниц.

При этом, предложение по ФТО остается предметом переговоров между участвующими Странами-участницами. Соответственно, налог может быть изменен до его введения, дата которого остается неизвестной. Другие страны в составе ЕС также могут присоединиться к данной инициативе.

Потенциальным держателям Облигаций рекомендовано обратиться за профессиональной консультацией по отношению к НФО к собственным консультантам.

Отдельные аспекты ERISA и прочие соображения

Закон о пенсионном обеспечении работников США 1974 года в действующей редакции («ERISA») содержит определенные требования в отношении «схем обеспечения работников льготами» (как определено в ERISA), на которые распространяется действие Главы I указанного закона, в том числе, организаций, базовые активы которых включают активы таких схем (далее совместно - «Пенсионные планы»), а также лиц, являющихся фидуциарами в отношении таких Пенсионных планов. Например, Статьей 406 ERISA и Статьей 4975 Налогового кодекса США 1986 года в действующей редакции («Кодекс») запрещены определенные сделки с активами Пенсионных планов и других «планов», подпадающих под действие Статьи 4975 Кодекса, таких как индивидуальные пенсионные счета (далее совместно с Пенсионными планами - «Планы»), а также с участием определенных лиц («заинтересованные стороны» в значении ERISA или «дисквалифицированные лица» в значении Статьи 4975 Кодекса), имеющих определенное отношение к таким Планам, если только такие сделки не подпадают под законодательные или административные исключения. В случае заключения не подпадающей под исключение запрещенной сделки к заинтересованной стороне или дисквалифицированному лицу могут применяться акцизные сборы и прочие пени и штрафы в соответствии с ERISA и Статьей 4975 Кодекса.

Соответственно, каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного права на них, а также каждый их приобретатель будет считаться предоставившим заверение и согласившимся с тем, что (i) он не является (и не считается для целей ERISA или Статьи 4975 Кодекса являющимся) и не будет (в течение периода владения Облигациями (или права на них)) являться (или считаться для целей ERISA или Статьи 4975 Кодекса являющимся) Планом, или (ii) приобретение Облигаций и владение ими не составляет и не будет составлять, и не приводит и не приведет иным образом к заключению не подпадающей под исключение запрещенной сделки в соответствии с ERISA или Статьей 4975 Кодекса.

Некоторые государственные планы, церковные планы, неамериканские и другие планы, на которые не распространяются требования ERISA или Статьи 4975 Кодекса, могут подпадать под действие любого федерального, государственного, местного или неамериканского закона («Схожий закон»), который является существенно схожим со Статьей 406 ERISA или Статьей 4975 Кодекса. Каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного права на них, и каждый их приобретатель, который является или может стать любым таким планом, обязан определить, составляет или нет или приводит

или нет покупка Облигаций и владение ими к нарушению Схожего закона.

Информация, предоставляемая Эмитентом, Компанией, KMG Finance, Регистратором, Дилерами или любыми их соответствующими аффилированными лицами (совместно - «**Стороны Эмитента**»), не должна рассматриваться в качестве и не является рекомендацией, которая может быть использована любым Планом для принятия какого-либо инвестиционного решения. Планы должны принимать собственные решения на основании рекомендаций, предоставленных любыми третьими сторонами по их выбору, и не уполномочены полагаться ни на какую информацию, предоставляемую любой Стороной Эмитента, в качестве рекомендаций, на которых основываются их решения. Стороны Эмитента не давали и не дают рекомендаций, не давали и не дают никаких инвестиционных советов (независимо от того, являются ли они беспристрастными или нет) и не давали и не дают никаких рекомендаций в фидуциарном качестве в связи с любым Решением Плана о покупке Облигации.

Каждый План, который покупает Облигацию или любую долю в ней, включая любую покупку Облигации (или любой доли в ней) или владение Облигацией (или любой долей в ней) в качестве фидуциара от имени Плана («**Фидуциар Плана**»), будет считаться согласившимся с тем, что (i) ни одна из Сторон Эмитента не предоставила и не предоставит никаких инвестиционных рекомендаций или консультаций, на которые он, или любой фидуциар или иное лицо, инвестирующее активы Плана, полагались в связи со своим решением инвестировать в Облигации, и ни одна из них не является на ином основании фидуциаром, как определено в статье 3(21) ERISA или в статье 4975(e)(3) Кодекса, в отношении Плана или Фидуциара Плана в связи с приобретения Облигаций Планом; и (ii) Фидуциар Плана применяет собственное независимое суждение при оценке инвестиций в Облигации.

ВЫШЕИЗЛОЖЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЛИШЬ ОБЗОР ОПРЕДЕЛЕННЫХ ВЫВОДОВ В СООТВЕТСТВИИ С ERISA, СТАТЬЕЙ 4975 КОДЕКСА И СХОЖИМ ЗАКОНОМ ПРИ ИНВЕСТИРОВАНИИ В ОБЛИГАЦИИ И НЕ СЧИТАЕТСЯ ПОЛНЫМ ОБЗОРОМ. ПРЕЖДЕ ЧЕМ ИНВЕСТИРОВАТЬ СРЕДСТВА В ОБЛИГАЦИИ, ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ ЮРИДИЧЕСКИМИ, НАЛОГОВЫМИ, ФИНАНСОВЫМИ И ПРОЧИМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ В ОТНОШЕНИИ УКАЗАННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ С УЧЕТОМ КОНКРЕТНОЙ СИТУАЦИИ ИНВЕСТОРА.

ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ

Глобальные облигации

Каждая серия Облигаций при выпуске документально подтверждается (i) в случае, если эти Облигации, регулируемые Положением S - Глобальной облигацией, депонируемой в и зарегистрированной на имя номинального держателя единого депозитария систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и (ii) в случае, если эти Облигации, регулируемые Правилom 144A - Глобальной облигацией, одной или более глобальных облигаций, регулируемых Правилom 144A, депонируемых кастодианом и зарегистрированных на имя компании Cede & Co, в качестве номинального держателя DTC.

Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно лишь через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург). См. раздел «- Процедура ведения учета по Глобальным облигациям». Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, такой покупатель, помимо прочего, заверяет, что он не является резидентом США, и что до истечения 40 дней после завершения распределения серий, частью которых являются указанные Облигации, (при этом факт такого распределения устанавливается и подтверждается соответствующим Дилером для Главного платежного агента, или, если это серии Облигаций, проданные одному или нескольким соответствующим Дилерам или через них - каждым таким Дилером по Облигациям серий, проданных ему или через него, а Главный платежной агент должен сообщить каждому такому Дилеру, когда будет сделано такое подтверждение соответствующими Дилерами («**период соблюдения правил распределения**»), что им не будет размещено, продано, заложено или иным образом передано такое участие, кроме как лицам, которые, по разумному предположению продавца, являются гражданами США в офшорной сделке в соответствии с Правилom 903 или Правилom 904 Положения S. См. раздел «Ограничения на передачу». Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A можно лишь через DTC. См. раздел «- Процедура ведения учета по Глобальным облигациям». Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, такой покупатель, помимо прочего, ручается, что, если он является резидентом США (в рамках определения этого термина, данного в Положении S), то он является квалифицированным институциональным покупателем («КИП»), который в свою очередь является квалифицированным покупателем («КП») и что, если в будущем он решит передать бенефициарное участие, то он будет его передавать в соответствии с процедурами и ограничениями, содержащимися в Агентском Соглашении. См. раздел «Ограничения на передачу».

В отношении бенефициарного участия в каждой Глобальной облигации существуют определенные ограничения на передачу, указанные в настоящем документе и в Агентском соглашении, и ограничения в отношении Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, указанные в Правиле 144A, при этом на Облигациях, регулируемых Правилom 144A, делается надпись с указанием таких ограничений, как указано в разделе «Ограничения на передачу».

Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, переданное лицу, которым такая передача была принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, после такой передачи прекращает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Правилom 144A Глобальной облигации на протяжении всего времени, пока он остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, переданное лицу, которым такая передача была принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, после такой передачи перестает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и становится участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Положением S, на протяжении всего времени, пока он остается таким участием. Плата за услуги по регистрации передачи или обмена Облигаций не взимается, однако Регистратор может предъявить к оплате сумму, достаточную для оплаты налога или госпошлины, подлежащих уплате в связи с такой передачей или обменом. За исключением ограниченного количества случаев, описанных ниже, собственники бенефициарного

участия в Глобальных облигациях не имеют права на физическое вручение Облигаций в документарной форме («Документарные облигации»). Облигации на предъявителя не выдаются.

Изменения и дополнения к условиям

В каждой Глобальной облигации содержатся положения, применимые к Облигациям, которые они представляют, при этом некоторые из них изменяют действие вышеуказанных Условий облигаций. Ниже приводится общий обзор таких положений:

- **Выплаты.** Выплата основной суммы и вознаграждения по Облигациям, подтверждаемым Глобальными облигациями, производится на основании представления документов для индоссамента Главным платежным агентом, и, в случае отсутствия дальнейших выплат в отношении соответствующих Облигаций - на основании отказа от такой Глобальной облигации в пользу или же по распоряжению Главного платежного агента или любого другого Платежного агента, о котором в связи с этим сообщается соответствующим держателям облигаций. На обороте надлежащего приложения к соответствующей Глобальной облигации делается отметка об осуществленной таким образом выплате, при этом такой индоссамент считается первичным доказательством совершения указанной выплаты в отношении соответствующих Облигаций.
- **Уведомления.** В течение всего времени, пока Облигации подтверждаются Глобальной облигацией, и такая Глобальная облигация хранится в клиринговой системе или ее хранят от лица клиринговой системы, уведомления в адрес держателей облигаций могут направляться путем вручения соответствующего уведомления указанной клиринговой системе для его дальнейшей передачи надлежащему держателю счета вместо вручения такого уведомления в соответствии с требованиями Условий облигаций при условии, что, пока Облигации зарегистрированы на регулируемом рынке Лондонской фондовой биржи, и если это требуется по правилам регулируемого рынка Лондонской фондовой биржи, уведомления также публикуются в ведущей лондонской газете с широким тиражом (предполагается, что это будет Financial Times).
- **Собрания.** Для целей подсчета кворума или прав требовать проведения голосования во время собраний держателей облигаций считается, что владелец каждой Глобальной облигации представляет собой два лица и имеет один голос в отношении Облигаций, на которые может обменяться соответствующая Глобальная облигация.
- **Полномочия Доверительного управляющего.** При рассмотрении интересов держателей облигаций, в то время как Глобальная облигация хранится от лица клиринговой системы, Доверительный управляющий, если он считает это обоснованным в определенных обстоятельствах, может принять во внимание информацию, предоставленную ему такой клиринговой системой или ее операторами, позволяющую идентифицировать (либо в отдельности, либо по категориям) держателей ее счетов, имеющих право на такую Глобальную облигацию, и может рассматривать такие интересы, как если бы эти держатели счетов являлись держателями указанной Глобальной облигации.
- **Дата закрытия реестра.** Несмотря на Условие 13, «Дата закрытия реестра» означает Рабочий день клиринговой системы непосредственно перед датой платежа, где «Рабочий день клиринговой системы» означает с понедельника по пятницу, включительно, кроме 25 декабря и 1 января.
- **Аннулирование.** Аннулирование какой-либо Облигации, аннулирование которой предусмотрено в соответствии с Условиями облигации, производится путем сокращения основной суммы соответствующей Глобальной облигации.
- **Погашение по выбору Эмитента.** Любой предусмотренный Условиями Опцион на покупку может быть исполнен Эмитентом путем направления уведомления держателю облигаций с таким содержанием и в такие сроки, как указано в Условиях, за исключением того, что в уведомлении не требуется указывать серийный номер выставяемых для погашения Облигаций, если опцион исполняется частично, и, следовательно, погашение Облигации не требуется.

- **Погашение по выбору Держателя Облигации.** Любой предусмотренный Условиями Опцион на продажу может быть исполнен держателем Глобальной облигации (i), путем направления уведомления в адрес Эмитента в сроки, связанные с хранением Облигаций, изложенные в Условиях, и в такой форме, которую можно получить у любого Платежного агента, Регистратора или любого Трансфер-агента (при этом в уведомлении не требуется указывать номера сертификатов Облигаций, в отношении которых исполняется опцион), с указанием номинальной суммы Облигаций, в отношении которых исполняется опцион и (ii) путем одновременного передачи Глобальной облигации на хранение Регистратору или любому Трансфер-агенту в установленном им офисе.

Обмен на Документарные облигации

Обмен

Регистрация права собственности на Облигации, первоначально представленные Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144А, на любое имя, кроме DTC, или депозитария-преемника, или одного из их кандидатов, не будет разрешено, за исключением тех случаев, если такой депозитарий не уведомит Эмитента, что он больше не желает или не в состоянии выполнять должным образом свои обязанности в качестве депозитария в отношении Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А или перестает быть «клиринговым агентом», зарегистрированным в соответствии с Законом о Торговле Ценными бумагами США, 1934 года с поправками, или что он больше не имеет права выступать в качестве такового, и Эмитент не может найти квалифицированного преемника в течение 90 дней с момента получения уведомления о несоответствии депозитария, и Регистратор получает уведомление от зарегистрированного держателя Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, с просьбой об обмене определенной суммы Глобальной облигации, регулируемой правилom 144А, на Документарные облигации.

Регистрация права собственности на Облигации, изначально представленные Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, на любое другое имя, кроме кандидатуры, предложенной единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), будет разрешена лишь в том случае, если (i) системы Euroclear или Clearstream (Люксембург) не работают в течение 14 дней подряд (по каким-либо причинам, кроме государственных праздников) или объявили о своем намерении навсегда прекратить свою деятельность, или (ii) не была выплачена основная сумма в отношении Облигации при наступлении срока ее погашения или в случае требования досрочного ее погашения, и если Регистратор получил уведомление от зарегистрированного держателя (т.е. единого депозитария) соответствующей Глобальной облигации, регулируемой Положением S, с просьбой обменять Глобальную облигацию, регулируемую Положением S, на Документарные облигации.

Держатель соответствующей Глобальной облигации может на Дату обмена или после этого отказаться от такой Глобальной облигации в пользу Регистратора или какого-либо Трансфер-агента, или по их распоряжению. В обмен на соответствующую Глобальную облигацию, как это предусмотрено в Платежном агентском соглашении, Регистратор доставляет или обеспечивает доставку равноценной совокупной суммы должным образом оформленных и удостоверенных Документарных облигаций по форме, установленной в соответствующем приложении к Договору доверительного управления.

Передача Глобальной облигации или обмен участия в ней на Документарные облигации не регистрируется Регистратором в течение 15-дневного срока, заканчивающегося в день уплаты основной суммы или вознаграждения, или в день опционного погашения Облигаций.

«Дата обмена» означает любой день в течение 90 дней после вручения уведомления с просьбой о совершении обмена, в которую банки в городе, где находится указанный офис Регистратора или Трансфер-агента, открыты.

Вручение

При указанных обстоятельствах соответствующая Глобальная облигация подлежит полному обмену на Документарные облигации, а Эмитент за счет Компании (но при условии гарантии возмещения ущерба, которую может потребовать Регистратор или какой-либо соответствующий Трансфер-агент, по какому-либо роду налогов или прочим сборам, которые могут взиматься или налагаться в связи с обменом)

обеспечивает оформление и доставку достаточного количества Документарных облигаций Регистратору для окончательного оформления, удостоверения и отправки соответствующим держателям облигаций. Лицо, владеющее участием в Глобальной облигации, должно предоставить Регистратору (а) письменное распоряжение с инструкциями и прочей информацией, которая может быть затребована Эмитентом, Гарантом (если таковой есть) и Регистратором для заключительного оформления и вручения этих Облигаций, и (б) лишь в случае с Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144А - полностью оформленное и подписанное свидетельство о том, что держатель, совершающий обмен, на момент обмена не передает свое участие, или, в случае одновременной продажи согласно условиям Правила 144А - свидетельство о том, что передача совершается с соблюдением положений Правила 144А в пользу КИП, которые в свою очередь являются КП. На Документарных облигациях, выпущенных в обмен на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, должна быть сделана надпись, наносимая при такой передаче в соответствии с Правилom 144А, как указано в разделе «Ограничения на передачу».

Надпись

Держатель Документарной облигации может полностью или частично передать Облигации, подтверждаемые такой Документарной Облигацией с приемлемым минимальным номиналом путем ее уступки Регистратору или Трансфер-агенту вместе с заполненной формой о передаче. После передачи, обмена или замены Документарной облигации, регулируемой Правилom 144А, с нанесением надписи в соответствии с разделом «Ограничения на передачу», или по специальному запросу об удалении надписи на Документарной облигации, регулируемой Правилom 144А, Эмитент вручает только такие Документарные облигации, регулируемые правилom 144А, на которых есть указанная надпись, или отказывается исключить такую надпись, в зависимости от ситуации, если только Гаранту Компании, KMG Finance и Регистратору не будет предоставлено достаточное доказательств (которое может включать в себя юридическое заключение, которое может быть затребовано Компанией или KMG Finance) того, что ни надпись, ни ограничения на передачу, изложенные в ней, не требуются для обеспечения соблюдения положений Закона о ценных бумагах и Закона об инвестиционных компаниях.

Процедура ведения учета по глобальным Облигациям

В отношении каждой серии Облигаций, подтверждаемой как Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, так и Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144А, должны быть установлены механизмы междепозитарного взаимодействия между ДТС, системами Euroclear и Clearstream (Люксембург), позволяющие осуществлять первичное размещение Облигаций и их международную передачу в рамках вторичного обращения Облигаций. См. раздел «- Бездокументарное владение - Расчеты и передача облигаций, хранящихся в клиринговых системах».

Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург)

Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) осуществляют хранение ценных бумаг своих клиентов и обеспечивают клиринг и расчеты по сделкам с ценными бумагами между соответствующими держателями счетов путем внесения учетных записей по счетам участников системы депозитария. Косвенный доступ к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) доступен другим учреждениям, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с держателями счетов любой из этих систем. Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) предоставляют различные виды услуг, включая хранение, управление, клиринг и расчеты по международной торговле ценными бумагами, а также операции по ссуде и займу ценных бумаг. Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) также имеют дело с внутренним рынком ценных бумаг в ряде стран с помощью установленных междепозитарных и кастодиальных отношений. Созданный между Euroclear и Clearstream (Люксембург) междепозитарный мост, через которые их клиенты могут урегулировать сделки друг с другом. Их клиентами являются мировые финансовые институты, включая андеррайтеров, брокеров и дилеров, банков, трастовые компании и клиринговые корпорации. Инвесторы могут владеть своими долями участия в Глобальных облигациях напрямую через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), если они являются владельцами счетов («Прямые участники») или косвенно («Косвенные участники»), а совместное с Прямыми участниками, «Участники») с помощью организаций, которые являются держателями счетов в этих системах.

DTC

DTC сообщает Эмитенту следующее: DTC является трастовой компанией ограниченного назначения, организованной в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, «банковской организацией» в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, членом Федеральной резервной системы США, «клиринговой корпорацией» в пределах определения этого термина Единообразным Торговым Кодексом штата Нью-Йорк и «клиринговым агентством», зарегистрированным в соответствии с положениями раздела 17А Закона о торговле ценными бумагами. DTC была создана с целью осуществления хранения ценных бумаг для своих Участников и обеспечения клиринга и расчета по сделкам с ценными бумагами между своими Участниками путем внесения через электронные компьютеризированные бездокументарных изменений в счета его участников, тем самым устраняя необходимость физического перемещения сертификатов. К числу Участников относятся брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании, клиринговые корпорации и другие отдельные организации. Косвенный доступ к DTC имеется и у других организаций, таких как банки, брокеры и дилеры по ценным бумагам и трастовые компании, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с Прямым Участником DTC, прямо или косвенно.

Инвесторы могут иметь участие в Глобальных облигациях, регулируемых Правилom 144А, напрямую через DTC, если они являются Прямыми участниками системы DTC, или, если это Косвенные участники через организации, которые являются прямыми участниками в такой системе.

DTC сообщает Эмитенту, что держателям Облигаций не разрешено будет предпринимать никаких действий только по указанию одного или более Прямых Участников и только в отношении такой части совокупной основной суммы соответствующих Глобальных облигаций, регулируемых Правилom 144А, в отношении которой было дано указание таким участником или Участниками. Тем не менее, при обстоятельствах, описанных в разделе «Обмен на Документарные облигации», DTC передаст соответствующие Глобальные облигации, регулируемые Правилom 144А, в обмен на отдельные Глобальные облигации, регулируемые Правилom 144А (на которые будут нанесены надписи, наносимые при передаче в соответствии с условиями Правилa 144А).

Бездокументарное владение

Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург)

Глобальные облигации, представляющие Облигации, регулируемые Положением S любой серии должны иметь Международный идентификационный номер акции (ISIN) и Единый Код, и такие Облигации регистрируются на имя номинального держателя систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и депонируются в единый депозитарий от имени этих систем.

DTC

Глобальные облигации, представляющие Облигации, регулируемые Правилom 144А, любой серии должны иметь код CUSIP, если не оговорено иное, и будут депонированы и зарегистрированы на имя компании Cede & Co, в качестве номинального держателя DTC. Кастодиан и DTC производят электронную запись основного счета по Облигациям, хранящимся в системе DTC.

Отношения между участниками клиринговых систем

Каждое Лицо, зарегистрированное в учетных записях систем Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC в качестве держателя Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, должно обращаться исключительно к системам Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от ситуации) с целью получения доли в каждом платеже, вносимом соответствующим Эмитентом держателю такой Глобальной облигации, и в отношении любых других прав, возникающих из Глобальной облигации, при условии соблюдения соответствующих правил и процедур, установленных системой Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от ситуации, которые могут быть). Соответствующий Эмитент ожидает, что после получения любых платежей по Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, единый депозитарий, в котором хранится такая Облигация, или номинальный держатель, на чье имя она зарегистрирована, немедленно начисляет на счета соответствующих участников или держателей счетов в соответствующей клиринговой системе платежи на сумму, пропорциональную их соответствующему бенефициарному участию в основной сумме

соответствующей Глобальной облигации, как указано в учетной документации соответствующей клиринговой системы или ее назначенного лица. Соответствующий Эмитент также рассчитывает на то, что выплаты, произведенные Прямыми участниками любой клиринговой системы в пользу владельцев бенефициарного участия в любой Глобальной облигации, удерживаемой в клиринговой системе через таких Прямых участников, будут регулироваться постоянно действующими инструкциями и общепринятой практикой. За исключением вышеизложенного, эти лица не имеют права предъявлять претензии напрямую соответствующему Эмитенту, или, если это применимо, Компании, в отношении выплат, причитающихся по Облигациям в течение всего времени пока Облигации подтверждаются Глобальной облигацией, и обязательства соответствующего Эмитента будут считаться выполненными в момент выплаты, произведенной зарегистрированному держателю, в зависимости от ситуации, такой Глобальной облигации в отношении каждой суммы, уплаченной таким образом. Ни KMG Finance, ни Компания, ни Доверительный управляющий или любой Агент не будут иметь никаких обязательств или ответственности по каким-либо аспектам учетных записей или выплатам, произведенным с учетом доли участия в какой-либо Глобальной облигации или в отношении ведения контроля или пересмотра любых записей, относящихся к такой доле участия.

Расчеты и передача участия в Облигациях, хранящихся в клиринговых системах

В соответствии с правилами и процедурами каждой применимой клиринговой системы, покупка Облигаций, хранящихся в клиринговой системе, должна быть осуществлена Прямыми участниками или через Прямых участников, при этом такие Облигации будут зачислены на счета Прямых участников в учетных записях клиринговой системы. При этом доля участия каждого фактического покупателя каждой такой Облигации («**Бенефициарный собственник**») в свою очередь будет записан в учетных записях Прямых и Косвенных участников. Бенефициарные собственники не получают от клиринговой системы письменное подтверждение о совершенной ими сделке, но ожидается, что основные собственники получат письменное подтверждение с указанием подробностей сделки, а также периодические выписки об остатках ценных бумаг от Прямых или Косвенных участников, через которых такой бенефициарный собственник заключил сделку.

Передача доли участия в Облигациях, находящихся в клиринговых системах, будет осуществляться путем учетной записи по счету Участников, действующих от имени Бенефициарных собственников. При этом Бенефициарные собственники не получают сертификаты, подтверждающие их долю участия в таких Облигациях, за исключением тех случаев и до тех пор, пока участие в Глобальной облигации, находящейся в клиринговой системе, не будет заменено на Документарные облигации.

Ни одна клиринговая система не знает фактических Бенефициарных владельцев Облигаций, находящихся в рамках такой системы клиринга, и учетные записи по ним будут отражать только личность Прямых участников, на чьи счета зачисляются эти Облигации, и которые могут являться или не являться бенефициарными собственниками. Участники будут продолжать нести ответственность за ведение учета своих владений от имени своих клиентов. Процедура направления уведомлений и других сообщений клиринговыми системами в адрес Прямых участников, Прямыми участниками в адрес Косвенных участников, и Прямыми и Косвенными участниками в адрес бенефициарных собственников будут регулироваться согласно достигнутой договоренности между ними, при условии соблюдения действующих на тот момент законодательных или нормативных требований, которые могут возникать время от времени.

Законодательством некоторых стран может предусматриваться необходимость физической доставки ценных бумаг в определенной форме конкретными лицами. Следовательно, возможность передачи участия в Глобальной облигации таким лицам может быть ограничена. Поскольку DTC может действовать только от имени Прямых участников, которые, в свою очередь, действуют от имени Косвенных участников, возможности лица, имеющего участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144А, передать свое участие в залог физическим или юридическим лицам, которые не участвуют в DTC, или предпринимать какие-либо иные действия в отношении такого участия, могут быть ограничены отсутствием физического сертификата, подтверждающего данное участие.

Торги между участниками Euroclear и/или Clearstream (Люксембург)

Продажи на вторичном рынке бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в системах Euroclear или Clearstream, Люксембург покупателям бездокументарных процентов в

Облигациях, удерживаемых через Euroclear или Clearstream (Люксембург), будут проводиться в соответствии с обычными правилами и регламентом систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), а расчеты по ним будут устанавливаться с помощью процедур, применимых к обычным облигациям.

Торги между участниками DTC

Продажи бездокументарного участия в Облигациях на вторичном рынке между участниками DTC будут происходить в обычном порядке в соответствии с правилами DTC, а расчеты по ним будут устанавливаться с помощью процедур, применимых к американским корпоративным долговым обязательствам в расчетной системе DTC «день в день», если платеж осуществляется в долларах США, или бесплатно, если платеж не осуществляется в долларах США. В случае если оплата не производится в долларах США, необходимо организовать другой платеж за пределами DTC между участниками DTC.

Торги между продавцом DTC и покупателем Euroclear/Clearstream (Люксембург)

Когда бездокументарное участие в Облигациях должно быть переведено со счета участника DTC, владеющего бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и зачислено на счет держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), желающего приобрести право на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском соглашении), участник DTC направляет инструкции по поставке соответствующему держателю счета Euroclear или Clearstream (Люксембург) до 12:00 часов дня по Нью-Йоркскому времени, в день расчета. Должны быть заключены отдельные договоренности о производстве расчетов между участником DTC и соответствующим держателем счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург). В день платежа, кастодиан Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя Cede & Ко и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, соответствующего класса и (ii) увеличить количество Облигаций, зарегистрированных на имя номинального держателя общего депозитария для систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и подтвержденных Глобальными облигациями, регулируемыми Положением S. Бездокументарное участие будет доставлено без оплаты в системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от ситуации, и зачисляется на счет соответствующего держателя счета в первый рабочий день, следующий за днем оплаты.

Торги между Продавцом Euroclear/Clearstream (Люксембург) и Покупателем DTC

При переводе бездокументарного участия в Облигациях со счета держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) на счет участника DTC, желающего приобрести право на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском соглашении), участник Euroclear или Clearstream (Люксембург) должен направить распоряжение в Euroclear или Clearstream (Люксембург) о совершении доставки без оплаты к 7:45 вечера, по времени Брюсселя или Люксембурга за один рабочий день до дня оплаты. В свою очередь Euroclear или Clearstream, Люксембург, в зависимости от ситуации, направит соответствующие инструкции единому депозитарию систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и Регистратору для осуществления доставки участнику DTC в расчетный день. Рекомендуется заключить отдельные договоренности об оплате между участником DTC и соответствующим владельцем счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от ситуации. В день платежа, единый депозитарий систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) (a) передаст соответствующие инструкции кастодиану Глобальной облигации, регулируемые Правилom 144A, который, в свою очередь, предоставит такое бездокументарное участие в Облигации без оплаты на соответствующий счет участника DTC и (б) дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя лица, назначенного единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и (ii) увеличить объем Облигаций, зарегистрированных на имя Cede & Ко и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A.

Хотя Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC договорились о вышеизложенных процедурах в целях обеспечения перевода бенефициарного участия в Глобальных облигациях между участниками и держателями счетов в Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC, они не обязаны выполнять или продолжать выполнять такие процедуры, и такие процедуры могут быть прекращены в любое время. Ни

один из соответствующих Эмитентов, Доверительный управляющий или любой Агент не будет нести ответственности за исполнение системами Euroclear, Clearstream (Люксембург) или DTC или их соответствующими Прямыми или Косвенными участниками своих обязательств в соответствии с правилами и процедурами, регулирующими их деятельность.

Предварительное урегулирование сделки продажи

Ожидается, что доставка Облигаций должна осуществляться против оплаты к дате завершения, что может составлять более двух рабочих дней со дня установления цены. В соответствии с правилом 15сб 1 Закона о фондовых биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке Соединенных Штатов, как правило, должны быть завершены в течение двух рабочих дней (Т +2), если стороны такой торговли прямо не договорились об ином. Соответственно, покупатели, желающие произвести торговые сделки по Облигациям в США, в день установления цены или на следующий за ним рабочий день в течение двух дней до соответствующей даты завершения, должны будут, в силу того, что расчет по Облигациям, первоначально будет сделан за пределами схемы Т +2, указать альтернативную схему оплаты на момент совершения такой торговой сделки, чтобы избежать неосуществления расчетов. Порядок расчетов в других странах может отличаться. На покупателей Облигаций могут повлиять такие местные практики расчетов, и покупатели облигаций между соответствующими датами ценообразования и соответствующими датами закрытия должны проконсультироваться со своими консультантами.

ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПЕРЕДАЧУ

Облигации, регулируемые Правилom 144А

Каждый покупатель бенефициарного участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, принимая доставку настоящего Базового Проспекта и Облигаций, считается заявившим, согласившимся и подтвердившим, что:

- (1) Он (а) является КИП, который также представляет собой КП, (b) не является брокером-дилером, который имеет в собственности и инвестирует по собственному усмотрению не менее 25 миллионов долларов США в ценные бумаги неаффилированных эмитентов, (с) не является структурой, реализующей план наделения работников ценными бумагами по их выбору, подобный плану 401(k) (d) приобретает такие Облигации на свой собственный счет или на счет одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, (е) не сформирован в целях инвестирования в Облигации Эмитента, и (f) осведомлен, и каждому бенефициарному собственнику было сообщено, что продажа таких Облигаций ему производится на основании Правилa 144А.
- (2) Он (а) вместе с каждым лицом, от имени которого он производит покупку, будет владеть и передавать бенефициарное участие на Облигацию, регулируемую Правилom 144А, в размере основной суммы не менее 200 000 долларов США и (b) предоставит любым последующим покупателям уведомление об этих ограничениях по передаче. Кроме того, он понимает, что Эмитент может получить перечень участников, владеющих позициями по его ценным бумагам, от одного или нескольких бездокументарных депозитариев.
- (3) Он понимает, что облигации, регулируемые Правилom 144А, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (а) в соответствии с Правилom 144А лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, который также представляет собой КП, приобретающее такие Облигации от своего собственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144А, на основную сумму не менее 200 000 долларов США или (b) не резиденту США в рамках офшорной сделки в соответствии с Правилom 903 или Правилom 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами любого штата Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах.
- (4) Он понимает, что соответствующий Эмитент вправе в обязательном порядке потребовать от любого бенефициарного собственника Облигаций, регулируемых Правилom 144А, являющегося резидентом США и не являющегося КИП и КП, продать свое участие в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, или может продать такое участие от имени такого собственника. Соответствующий Эмитент вправе отказаться от учета передачи участия в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, резиденту США, не являющемуся КИП и КП.
- (5) Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемыми Правилom 144А, представляет собой заверение и согласие с его стороны о том, что (i) он не является (и не считается для целей ERISA или Статьи 4975 Кодекса являющимся) и не будет (на протяжении всего периода владения Облигациями, регулируемыми Правилom 144А (или любыми правами на них)) являться (или считаться для целей Закона о пенсионном обеспечении или статьи 4975 Кодекса) (А) «пенсионным планом работников» (в соответствии с определением, данным в Законе о пенсионном обеспечении), регулируемым в соответствии с Разделом I Закона о пенсионном обеспечении, или (В) другим «планом» (в соответствии с определением, данным в статье 4975 Кодекса), регулируемым статьей 4975 Кодекса, или (С) организацией, базовые активы которой включают активы плана по причине инвестиции такого пенсионного плана или иного плана в такую организацию (каждый план или организация, описанные в пунктах (А), (В) или (С) выше далее - «План»), и он не является (и не считается являющимся) и не будет являться (или не будет считаться являющимся), государственным, церковным, неамериканским или иным планом, подпадающим под действие какого-либо федерального, государственного, местного или неамериканского закона («Схожий закон»), существенно схожего со Статьей 406 ERISA или Статьей 4975 Кодекса; или (ii) покупка Облигаций, регулируемых Положением S, и владение

ими не составляет и не будет составлять или не приводит и не приведет иным образом к не подпадающей под исключение запрещенной сделке в соответствии с ERISA или со Статьей 4975 Кодекса, или к нарушению Схожего закона.

- (6) Он понимает, что на Облигации, регулируемые Правилom 144А (и любые отдельные Сертификаты Облигаций, выпущенные в их отношении), если иное не согласовано между соответствующим Эмитентом и Доверительным управляющим в соответствии с применимым правом, будет нанесена надпись следующего содержания:

НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ [И ГАРАНТИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЛИГАЦИИ] НЕ БЫЛА И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНА СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 ГОДА В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РЕДАКЦИИ («**ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ**»), ИЛИ В КАКОМ-ЛИБО УПОЛНОМОЧЕННОМ ОРГАНЕ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА ИЛИ ИНОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНА, ПРОДАНА, ЗАЛОЖЕНА ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНА, КРОМЕ КАК (1) В СОООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ («**ПРАВИЛО 144А**») КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ В ЗНАЧЕНИИ ПРАВИЛА 144А СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ («**КИП**»), И КОТОРОЕ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ («**КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПОКУПАТЕЛЬ**») В ЗНАЧЕНИИ РАЗДЕЛА 2(А)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РЕДАКЦИИ («**ЗАКОН ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ**»), ПОКУПАЮЩИМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ ОТ СВОЕГО ЛИЦА ИЛИ ПО ПОРУЧЕНИЮ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ, КОТОРОГО ДЕРЖАТЕЛЬ ПРОИНФОРМИРОВАЛ В КАЖДОМ СЛУЧАЕ, ЧТО ТАКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ, ПРОДАЖА, ЗАЛОГ ИЛИ ИНАЯ ПЕРЕДАЧА ПРОИЗВОДИТСЯ НА ОСНОВАНИИ ПРАВИЛА 144А СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, И В РАЗМЕРЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ ОБЛИГАЦИЙ НА КАЖДОЕ ЛИЦО НЕ МЕНЕЕ 200 000 ДОЛЛАРОВ США, ИЛИ (2) ЛИЦАМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ РЕЗИДЕНТАМИ США, В РАМКАХ ОФШОРНОЙ СДЕЛКИ В СОООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ («**ПОЛОЖЕНИЕ S**»), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СОООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. ДЕРЖАТЕЛЬ И КАЖДЫЙ ПОСЛЕДУЮЩИЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ОБЯЗАН УВЕДОМОИТЬ ЛЮБОГО ПОКУПАТЕЛЯ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ. ПЕРЕДАЧА В НАРУШЕНИЕ ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НЕ БУДЕТ ИМЕТЬ СИЛЫ, БУДЕТ ИЗНАЧАЛЬНО НИЧТОЖНОЙ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ ПОКУПАТЕЛЮ КАКИХ-ЛИБО ПРАВ, НЕВЗИРАЯ НА ЛЮБЫЕ УКАЗАНИЯ ОБ ОБРАТНОМ, НАПРАВЛЕННЫЕ ЭМИТЕНТУ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, ДОВЕРИТЕЛЬНОМУ УПРАВЛЯЮЩЕМУ ИЛИ ЛЮБОМУ ПОСРЕДНИКУ. НИКАКИХ ЗАВЕРЕНИЙ О НАЛИЧИИ ИСКЛЮЧЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, В ЦЕЛЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, НЕ ДАЕТСЯ.

КАЖДЫЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЗАЯВЛЯЕТ, ЧТО ОН (1) ЯВЛЯЕТСЯ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ; (2) НЕ ЯВЛЯЕТСЯ БРОКЕРОМ-ДИЛЕРОМ, КОТОРЫЙ ИМЕЕТ В СОБСТВЕННОСТИ И ИНВЕСТИРУЕТ ПО СОБСТВЕННОМУ УСМОТРЕНИЮ НЕ МЕНЕЕ 25 000 000 ДОЛЛАРОВ США В ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕАФФИЛИРОВАННЫХ ЭМИТЕНТОВ; (3) НЕ ЯВЛЯЕТСЯ СТРУКТУРОЙ, РЕАЛИЗУЮЩЕЙ ПЛАН НАДЕЛЕНИЯ РАБОТНИКОВ ЦЕННЫМИ БУМАГАМИ ПО ИХ ВЫБОРУ, ПОДОБНЫЙ ПЛАНУ 401(К); (4) ОН ВЛАДЕЕТ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИЕЙ ОТ СВОЕГО ИМЕНИ ИЛИ ОТ ИМЕНИ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ КИП, КАЖДЫЙ ИЗ КОТОРЫХ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ; (5) НЕ СФОРМИРОВАН В ЦЕЛЯХ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ЭМИТЕНТА НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ; (6) ОН И КАЖДОЕ ЛИЦО, ОТ ИМЕНИ КОТОРОГО ОН ВЛАДЕЕТ ОБЛИГАЦИЯМИ, РЕГУЛИРУЕМЫМИ ПРАВИЛОМ 144А, БУДЕТ ВЛАДЕТЬ И ПЕРЕДАВАТЬ ОСНОВНУЮ СУММУ ОБЛИГАЦИЙ, РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРАВИЛОМ 144А, В РАЗМЕРЕ НЕ МЕНЕЕ 200 000 ДОЛЛАРОВ США; (7) ОН ПОНИМАЕТ, ЧТО ЭМИТЕНТ МОЖЕТ ПОЛУЧИТЬ ПЕРЕЧЕНЬ УЧАСТНИКОВ, ВЛАДЕЮЩИХ ПОЗИЦИЯМИ ПО ЕГО ЦЕННЫМ БУМАГАМ, ОТ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ БЕЗДОКУМЕНТАРНЫХ

ДЕПОЗИТАРИЕВ; И (8) ОН НАПРАВИТ УВЕДОМЛЕНИЕ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПО ПЕРЕДАЧЕ СВОИМ ПОСЛЕДУЮЩИМ ПРИОБРЕТАТЕЛЯМ. БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЕТ, ЧТО ЕСЛИ В КАКОЕ-ЛИБО ВРЕМЯ, ПОКА ЕМУ ПРИНАДЛЕЖИТ ДОЛЯ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, ОН БУДЕТ ЛИЦОМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ КИП, ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЮЩИМ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, ЭМИТЕНТ МОЖЕТ (А) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ ОН ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ (I) ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ, И КОТОРЫЙ В ИНЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ДЛЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ В РАМКАХ СДЕЛКИ, НЕ ТРЕБУЮЩЕЙ РЕГИСТРАЦИИ СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (II) НЕ РЕЗИДЕНТУ США, ПРИОБРЕТАЮЩЕМУ НАСТОЯЩУЮ ОБЛИГАЦИЮ В РАМКАХ ОФШОРНОЙ СДЕЛКИ В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЕМ S ИЛИ (В) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЭМИТЕНТУ ИЛИ АФФИЛИРОВАННОМУ ЛИЦУ ЭМИТЕНТА ИЛИ ПЕРЕДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ, УКАЗАННОМУ ЭМИТЕНТОМ ИЛИ ПРИЕМЛЕМОМУ ДЛЯ ЭМИТЕНТА ПО ЦЕНЕ, РАВНОЙ НАИМЕНЬШЕЙ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ: (X) ПОКУПНОЙ ЦЕНЕ, ВЫПЛАЧЕННОЙ БЕНЕФИЦИАРНЫМ СОБСТВЕННИКОМ ЗА НЕЕ, (Y) 100% РАЗМЕРА ЕЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ, ИЛИ (Z) ЕЕ СПРАВЕДЛИВОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ. ЭМИТЕНТ ВПРАВЕ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УЧЕТА ПЕРЕДАЧИ ДОЛИ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ РЕЗИДЕНТУ США, НЕ ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ. ЭМИТЕНТ НЕ БЫЛ И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАН В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ.

КАЖДЫЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЗАЯВЛЯЕТ И СОГЛАШАЕТСЯ С ТЕМ, ЧТО (I) ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ (И НЕ СЧИТАЕТСЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ РАБОТНИКОВ США 1974 ГОДА В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РЕДАКЦИИ («ERISA») ИЛИ СТАТЬИ 4975 НАЛОГОВОГО КОДЕКСА США 1986 ГОДА В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РЕДАКЦИИ («КОДЕКС») ЯВЛЯЮЩИМСЯ) И НЕ БУДЕТ (НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ПЕРИОДА ВЛАДЕНИЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИЕЙ ИЛИ ЛЮБОГО ПРАВА НА НЕЕ) ЯВЛЯТЬСЯ (ИЛИ СЧИТАТЬСЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ИЛИ СТАТЬИ 4975 КОДЕКСА) (А) «ПЕНСИОННЫМ ПЛАНОМ РАБОТНИКОВ» (В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ, ДАННЫМ В ЗАКОНЕ О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ), РЕГУЛИРУЕМЫМ В СООТВЕТСТВИИ С РАЗДЕЛОМ I ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ, ИЛИ (В) ДРУГИМ «ПЛАНОМ» (В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ, ДАННЫМ В СТАТЬЕ 4975 КОДЕКСА), РЕГУЛИРУЕМЫМ СТАТЬЕЙ 4975 КОДЕКСА, ИЛИ (С) ОРГАНИЗАЦИЕЙ, БАЗОВЫЕ АКТИВЫ КОТОРОЙ ВКЛЮЧАЮТ АКТИВЫ ПЛАНА ПО ПРИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИИ ТАКОГО ПЕНСИОННОГО ПЛАНА ИЛИ ИНОГО ПЛАНА В ТАКУЮ ОРГАНИЗАЦИЮ, И ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ (И НЕ СЧИТАЕТСЯ ЯВЛЯЮЩИМСЯ) И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ (ИЛИ НЕ БУДЕТ СЧИТАТЬСЯ ЯВЛЯЮЩИМСЯ), ГОСУДАРСТВЕННЫМ, ЦЕРКОВНЫМ, НЕАМЕРИКАНСКИМ ИЛИ ИНЫМ ПЛАНОМ, ПОДПАДАЮЩИМ ПОД ДЕЙСТВИЕ КАКОГО-ЛИБО ФЕДЕРАЛЬНОГО, ГОСУДАРСТВЕННОГО, МЕСТНОГО ИЛИ НЕАМЕРИКАНСКОГО ЗАКОНА («СХОЖИЙ ЗАКОН»), СУЩЕСТВЕННО СХОЖЕГО СО СТАТЬЕЙ 406 ERISA ИЛИ СТАТЬЕЙ 4975 КОДЕКСА; ИЛИ (II) ПОКУПКА НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ И ВЛАДЕНИЕ ЕЮ НЕ СОСТАВЛЯЕТ И НЕ БУДЕТ СОСТАВЛЯТЬ ИЛИ НЕ ПРИВОДИТ И НЕ ПРИВЕДЕТ ИНЫМ ОБРАЗОМ К НЕ ПОДПАДАЮЩЕЙ ПОД ИСКЛЮЧЕНИЕ ЗАПРЕЩЕННОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ERISA ИЛИ СО СТАТЬЕЙ 4975 КОДЕКСА, ИЛИ К НАРУШЕНИЮ СХОЖЕГО ЗАКОНА.

ЭМИТЕНТ МОЖЕТ В ОБЯЗАТЕЛЬНОМ ПОРЯДКЕ ПОТРЕБОВАТЬ ОТ КАЖДОГО БЕНЕФИЦИАРНОГО ДЕРЖАТЕЛЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ПЕРИОДИЧЕСКИ ПОДТВЕРЖДАТЬ, ЧТО ТАКОЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ЯВЛЯЕТСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ.

- (1) Он подтверждает, что Компания, KMG Finance, Регистратор, Дилеры и их аффилированные лица, и другие лица будут полагаться на достоверность и точность вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий, и соглашается, что, если какие-либо из подтверждений, заверений или согласий, которые считаются сделанными им при приобретении облигаций, регулируемых Правилом 144А, перестанет соответствовать действительно, он незамедлительно

известит об этом Компанию, KMG Finance и Дилеров. Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве фидуциария или агента одного или нескольких лиц-инвесторов, являющихся КИП, которые также представляют собой КП, он заверяет, что он имеет исключительно право инвестирования по своему усмотрению в отношении каждого такого лица, и что он обладает всеми полномочиями для дачи вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого такого лица.

- (2) Он понимает, что Облигации, регулируемые Правилom 144А, будут подтверждаться одной или более Глобальными облигациями, регулируемыми Правилom 144А. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, можно будет предложить, продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему ее в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, он будет обязан предоставить Трансфер-агенту письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов в ценных бумагах.
- (3) Потенциальные покупатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут полагаться на освобождение от положений Статьи 5 Закона о ценных бумагах, предоставленное Правилom 144А.

Облигации, регулируемые Положением S

Каждый покупатель Облигаций, регулируемых положением S, за пределами Соединенных Штатов Америки и каждый последующий покупатель Облигаций, регулируемых Положением S, при перепродаже на протяжении всего периода, пока ему принадлежит такая Облигация, принимая вручение настоящего Базового проспекта и Облигаций, регулируемых положением S, будет считаться сделавшим следующие заверения, согласия и подтверждения:

- (1) Он является или будет являться на момент приобретения Облигаций, регулируемых Положением S, и (а) он не является резидентом США и находится за пределами Соединенных Штатов Америки (в значении Положения S) и (b) он не является аффилированным лицом Эмитента или лицом, действующим от имени такого аффилированного лица.
- (2) Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (а) в соответствии с Правилom 144А лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, которое также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144А, на основную сумму не менее 200 000 долларов США или (b) не резиденту США в офшорной зоне в соответствии с Правилom 903 или Правилom 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами любого штата Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах.
- (3) Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, будут подтверждаться одной или несколькими Глобальными облигациями, регулируемыми Положением S. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно будет предложить продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему вручение в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, он будет обязан предоставить Трансфер-агенту письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов о ценных бумагах.
- (4) Он подтверждает, что Компания, KMG Finance, Регистратор, Дилеры и их аффилированные лица, и другие лица будут полагаться на достоверность и точность вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий, и соглашается, что, если какие-либо из подтверждений, заверений или согласий, которые считаются сделанными им при приобретении Облигаций, перестанет соответствовать действительности, он незамедлительно известит об этом Компанию, KMG Finance и Дилеров. Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве фидуциария или агента одного или нескольких лиц-инвесторов, он заверяет, что он имеет исключительное право инвестирования по своему усмотрению в отношении каждого из этих лиц, и что он

обладает всеми полномочиями для дачи вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого из этих лиц.

- (5) Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемые Положением S, представляет собой заверение и согласие с его стороны о том, что (i) он не является (и не считается для целей ERISA или Статьи 4975 Кодекса являющимся) и не будет (на протяжении всего периода владения Облигациями, регулируемые Положением S (или любыми правами на них)) являться (или считаться для целей Закона о пенсионном обеспечении или статьи 4975 Кодекса) (A) «пенсионным планом работников» (в соответствии с определением, данным в Законе о пенсионном обеспечении), регулируемым в соответствии с Разделом I Закона о пенсионном обеспечении, или (B) другим «планом» (в соответствии с определением, данным в статье 4975 Кодекса), регулируемым статьей 4975 Кодекса, или (C) организацией, базовые активы которой включают активы плана по причине инвестиции такого пенсионного плана или иного плана в такую организацию (каждый план или организация, описанные в пунктах (A), (B) или (C) выше далее - «План»), и он не является (и не считается являющимся) и не будет являться (или не будет считаться являющимся), государственным, церковным, неамериканским или иным планом, подпадающим под действие какого-либо федерального, государственного, местного или неамериканского закона («Схожий закон»), существенно схожего со Статьей 406 ERISA или Статьей 4975 Кодекса; или (ii) покупка Облигаций, регулируемых Правилом 144A, и владение ими не составляет и не будет составлять или не приводит и не приведет иным образом к не подпадающей под исключение запрещенной сделке в соответствии с ERISA или со Статьей 4975 Кодекса, или к нарушению Схожего закона.
- (6) Если такой покупатель является или может являться Планом (включая, без ограничения, индивидуальный пенсионный счет), в том числе фидуциаром, покупающим Облигацию (или любую долю в ней) или владеющим Облигацией (или любой долей в ней) от имени Плана («Фидуциар Плана»), он понимает, что покупка и владение Облигациями, регулируемые Положением S, считаются составляющими предоставленные таким покупателем заверение и соглашение с тем, что (i) ни одна из Сторон Эмитента не предоставила и не предоставит никаких инвестиционных рекомендаций или консультаций, на которые он, или любой фидуциар или иное лицо, инвестирующее активы Плана, полагались в связи со своим решением инвестировать в Облигации, и ни одна из них не является на ином основании фидуциаром, как определено в статье 3(21) ERISA или в статье 4975(e)(3) Кодекса, в отношении Плана или Фидуциара Плана в связи с приобретением Облигаций Планом; и (ii) Фидуциар Плана применяет собственное независимое суждение при оценке инвестиций в Облигации.

ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться соответствующим Эмитентом в пользу одной или нескольких из следующих компаний: J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc, АО «Halyk Finance» и SkyBridge Invest («Совместные организаторы») и любым другим дилерам, указанным по условиям Дилерского соглашения (как определено ниже). Договоренности, согласно которым Облигации могут периодически согласовываться к продаже соответствующим Эмитентом Дилерам и покупке Дилерами, изложены в Дилерском соглашении от 1 ноября 2010 с дальнейшими дополнениями, изменениями или в дополнительном Дилерском соглашении от 3 апреля 2018 года, который далее может быть дополнен, изменен или периодически переутвержден («Дилерское соглашение»), заключенном между Компанией, KMG Finance, Совместными организаторами и Дилерами. В любом таком соглашении будет содержаться, среди прочего, положение о форме и условиях соответствующих Облигаций, цене, по которой такие Облигации будут приобретаться Дилерами, а также о комиссионных или других согласованных отчислениях (при наличии таковых), подлежащих оплате или допустимых Компанией и KMG Finance в отношении такого приобретения. Дилерским соглашением предусмотрена отставка или прекращение назначения существующих Дилеров и назначение дополнительных или других Дилеров, в целом в отношении Программы или в отношении определенного Транша Облигаций. Дилерское соглашение предусматривает определенные предварительные условия для обязательств Дилеров по осуществлению подписки на Облигации.

Некоторые Дилеры и их соответствующие аффилированные лица могли и могут в будущем выполнять различные финансовые консультационные, инвестиционные банковские и коммерческие банковские услуги, и могут организовать непубличное рыночное финансирование, и заключать сделки с производными ценными бумагами с Компанией, KMG Finance или любыми из их дочерних предприятий и аффилированных лиц. Они получили или получают в будущем обычные комиссионные для этих операций.

Кроме того, в процессе своей деятельности, Дилеры и их аффилированные лица могут сделать или провести широкий спектр инвестиций и активно торговать долговыми и долевыми ценными бумагами (или связанными с ними производными ценными бумагами) и финансовыми инструментами (в том числе банковскими кредитами) для собственных счетов и для счетов своих клиентов. Такие инвестиции и операции с ценными бумагами могут включать в себя ценные бумаги или инструменты Компании, KMG Finance или любой из их дочерних компаний и аффилированных лиц. Некоторые из Дилеров и их аффилированных лиц имеют кредитные отношения с Компанией, KMG Finance, и некоторые их дочерние предприятия и аффилированные лица в этом отношении регулярно хеджируют свои кредитные риски к этим лицам в соответствии с их обычной политикой управления рисками. Как правило, такие дилеры и их аффилированные лица хеджируют такие риски путем заключения сделок, которые заключают в себе либо покупку кредитных дефолтных свопов, либо создание коротких позиций в ценных бумагах, выпущенных Компанией, KMG Finance и некоторыми их дочерними предприятиями или аффилированными лицами, в том числе, возможно, Облигаций, выпущенных в рамках Программы. Любые такие короткие позиции могут негативно повлиять на будущие продажные цены Облигаций. Дилеры и их аффилированные лица также вправе давать рекомендации по инвестициям, публиковать или выражать независимые результаты исследований в отношении таких ценных бумаг или финансовых инструментов, и может проводить, или рекомендовать клиентам приобретение длинных или коротких позиций в таких ценных бумагах и инструментах.

Соединенные Штаты Америки

Облигации и Гарантия не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США, или от имени или в пользу граждан США, кроме как в рамках определенных сделок, не требующих регистрации по Закону о ценных бумагах. Термины, используемые в настоящем пункте, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах.

Каждый Дилер согласился, и каждый последующий Дилер, назначенный по Программе, будет обязан согласиться, что он не будет предлагать, продавать или передавать какие-либо Облигации, (а) в качестве части их распределения в любое время или (б) иным образом до истечения 40 дней после

завершения распределений Облигаций, представляющего собой соответствующий Транш, как удостоверено Главному платежному агенту или соответствующему Эмитенту, если соответствующий Эмитент является KMG Finance, Компании таким Дилером (или, в случае продажи Транша Облигаций нескольким Дилерам или через несколько Дилеров, каждому из таких Дилеров в отношении Облигаций такого Транша, приобретаемых им или через него, и в этом случае Главный платежный агент или Эмитент уведомляет каждого такого Дилера, когда все такие Дилеры предоставят такое удостоверение) на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США, и такой Дилер перешлет каждому Дилеру, которому он продает Облигации (кроме продажи согласно Правилу 144А) в течение периода выполнения требований распределения, касающегося таковых, подтверждение или иное уведомление, в котором устанавливаются ограничения предложений и продаж Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США. Термины, используемые в настоящем абзаце, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах. Дилерское соглашение предусматривает, что Дилеры могут только прямо или через своих соответствующих брокеров-дилеров, являющихся их аффилированными лицами в США, организовывать предложение и перепродажу Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки только в пользу КИП, которые представляют собой КП, на основании Правила 144А.

Кроме того, до истечения 40 дней после начала предложения Облигаций, представляющих любой Транш, любое предложение или продажа Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки любым Дилером (участвующим в предложении или нет) может являться нарушением требования о регистрации в рамках Закона о ценных бумагах, если такое предложение или продажа производится не в соответствии с Правилем 144А.

Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ и Соединенном Королевстве

Если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций не указано, что «Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ и Соединенном Королевстве» является «Не применимым», каждый Дилер предоставил заверение и соглашение, и каждый последующий Дилер, назначенный в рамках Программы, будет обязан предоставить заверение и соглашение о том, что он не предлагал, не продавал и не предоставлял иным образом, и не будет предлагать, продавать или предоставлять иным образом никакие Облигации, являющиеся предметом предложения, предусмотренного настоящим Базовым проспектом, как предусмотрено Окончательными условиями в отношении них, никакому частному инвестору в Европейской экономической зоне или Соединенном Королевстве.

Для этих целей выражение «**частный инвестор**» означает лицо, которое является одним (или несколькими) из следующих лиц:

- (a) частный клиент, как определено в пункте (11) статьи 4(1) Директивы 2014/65/ЕС (в действующей редакции далее - «**Директива MiFID II**»); или
- (b) клиент в значении Директивы (ЕС) 2016/97 в действующей редакции, если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент, как определено в пункте (10) Статьи 4(1) Директивы MiFID II.

Соединенное Королевство

Каждый Дилер предоставил следующие заверения и согласился:

- (1) В отношении любых Облигаций со сроком погашения меньше года, что (i) он является лицом, обычная деятельность которого включает приобретение, владение, управление и распоряжение инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей его бизнеса и (ii) он не предлагал, не продавал, не предложит и не продаст Облигации кому-либо кроме лиц, обычная деятельность которых включает приобретение, владение, управление и распоряжение инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей их бизнеса, или которые, по его обоснованному ожиданию, приобретут, будут владеть, управлять или распоряжаться инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей их бизнеса, в случаях, когда выпуск Облигаций в ином случае явился бы нарушением статьи 19 ЗФУР Эмитентом;

- (2) Он только предела или обеспечил передачу, и передаст или обеспечит передачу приглашения или побуждения к участию в инвестиционной деятельности (в значении статьи 21 ЗФУР), полученного им в связи с выпуском или продажей Облигаций в обстоятельствах, когда статья 21(1) ЗФУР не применима к Эмитенту; и
- (3) Он выполнил и выполнит все применимые положения ЗФУР, касающиеся любых действий в отношении Облигаций в Соединенном Королевстве, из Соединенного Королевства или связанных с Соединенным Королевством иным образом.

Республика Казахстан

Каждый Дилер обязался и согласился, что он не будет прямо или косвенно предлагать к подписке или покупке, или приглашать к подписке на Облигации, покупать, или продавать Облигации, или распространять какой-либо проект или окончательный документ в отношении любого такого предложения, приглашения или продажи в Казахстане, кроме как в соответствии с действующим законодательством Казахстана и положениями KASE и/или применимыми нормативными актами МФЦА или правилами AIX, в зависимости от обстоятельств.

Нидерланды

Предложение исключительно квалифицированным инвесторам

Облигации, предложенные в соответствии с настоящим Базовым проспектом, не предлагаются и не могут быть предложены в Нидерландах, кроме как для физических или юридических лиц, являющихся квалифицированными инвесторами, как это определено в Регламенте о проспектах эмиссии.

Облигации с нулевым купоном

Облигации с нулевым купоном на предъявителя и другие Облигации, квалифицируемые как сберегательные сертификаты согласно определению, содержащемуся в Законе Нидерландов о сберегательных сертификатах (*Wet inzake spaarbewijzen*), могут передаваться и приниматься только при посредничестве либо KMG Finance, либо члена Euronext Amsterdam с соблюдением положений Закона Нидерландов о сберегательных сертификатах и положениями о его приведении в исполнение (включая регистрационные требования), при условии, что такое посредничество не требуется в отношении (i) передачи и принятия прав, представляющих права на Облигации с нулевым купоном в глобальной форме, или (ii) первоначального выпуска таких Облигаций первым их держателям, (iii) любой передачи и принятия физическими лицами, действующими не при исполнении профессиональной или коммерческой деятельности, или (iv) выпуска Облигаций и торговли ими, если такие Облигации физически выпущены за пределами Нидерландов и не распространяются в Нидерландах в ходе первичных торгов или немедленно после них.

Российская Федерация

Каждый Дилер обязался, что он не будет прямо или косвенно предлагать к подписке или покупке, или приглашать к подписке на Облигации, покупать, или продавать Облигации, или распространять какой-либо проект или окончательный документ в отношении любого такого предложения, приглашения или продажи в Российской Федерации, кроме как в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Швейцария

Каждый дилер предоставил следующие заверения и согласился:

- (a) настоящий Базовый проспект не является предложением или просьбой купить, или инвестировать в указанные здесь Облигации. Облигации не могут быть публично предложены, проданы или изложены, прямо или косвенно, в Швейцарию или из нее, и не будут состоять в листинге на SIX Swiss Exchange или на любой другой бирже, или в регулируемой системе торгов в Швейцарии. Ни настоящий Базовый Проспект, ни любые предложения или рекламные материалы, относящиеся к Облигациям, не является проспектом в том смысле, в котором этот термин понимается в соответствии со статьей 652а или статьей 1156 Швейцарского кодекса

обязательств или проспекта ценных бумаг, в смысле правил ценных бумаг SIX Swiss Exchange, или любого другого регулируемого объекта в Швейцарии или упрощенным проспектом, или таким проспектом, который определен в швейцарском Законе о коллективных инвестиционных схемах, и ни настоящий Базовый Проспект, ни любое другое предложение или маркетинговые материалы, касающиеся Облигаций, не могут публично распространяться или являться общедоступными в Швейцарии; и

- (b) ни настоящий Базовый Проспект, ни любое другое предложение или маркетинговый материал, относящийся к предложению, ни Эмитент, ни Облигации, не были или не будут зарегистрированы или одобрены Швейцарским регулирующим органом. Облигации не подлежат регулированию со стороны любого швейцарского регулирующего органа, например, швейцарского финансового рынка надзора FINMA, и инвесторы в Облигации не будут обладать привилегиями защиты или надзора таких органов.

Общие положения

В настоящие ограничения по продаже могут вноситься изменения соглашением между Компанией, KMG Finance и Дилерами в связи с внесением изменений в соответствующий закон, положение или директиву. Любое такое изменение в Окончательных условиях, издаваемых в отношении выпуска Облигаций, которых оно касается, или в дополнении к настоящему Базовому проспекту.

Ни в одной юрисдикции не было принято мер, которые разрешили бы публичное предложение каких-либо Облигаций, или владение или распространение Базового проспекта или любых других материалов о предложении или любого комплекта Окончательных условий, в любой стране или юрисдикции, где для этих целей требуются такие меры.

Каждый Дилер обязался, что он будет соблюдать все соответствующие законы, положения и директивы в каждой юрисдикции, в которой он покупает, предлагает, продает или доставляет Облигации, или владеет, или распространяет этот Базовый Проспект или любой комплект окончательных условий и ни Компания, ни KMG Finance не несет ответственности за это.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. Допуск Облигаций в Официальный список будет выражаться в виде соотношения от их номинальной стоимости (за вычетом начисленного вознаграждения). Ожидается, что каждый Транш Облигаций, допускаемых в Официальный список и к торгам на Регулируемом рынке, будут допускаться отдельно по мере выпуска, лишь при условии выпуска Глобальной облигации, представляющей Облигации данного Транша. Включение в список Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены в рамках Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены в рамках Программы в течение 12-месячного периода с даты выпуска настоящего Базового проспекта, ожидается 30 сентября 2020 года или приблизительно в эту дату.
2. Кроме того, если иное не согласовано с соответствующим Дилером (-ами) и не предусмотрено в Окончательных условиях, Компания может использовать разумные средства для включения всех Облигаций, выпущенных Компанией в рамках Программы, (i) в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка KASE и/или (ii) в список AIX, в каждом случае – начиная с (и включая) Дату выпуска. Компания также может использовать разумные средства для включения Облигаций, выпущенных KMG Finance в список KASE и/или AIX. Если Облигации обращаются и предлагаются для продажи на KASE, никакие указанные Облигации не могут быть выпущены или размещены без предварительного согласования с АРРФР.
3. Учреждение Программы было одобрено должным образом принятым решением совета директоров KMG Finance 25 марта 2008 года и должным образом принятым решением Совета директоров Компании 4 марта 2008 года. Увеличение размера Программы было одобрено должным образом принятым решением совета директоров KMG Finance 24 июня 2009 года и должным образом принятым решением Совета директоров Компании 23 июня 2009 года. Дальнейшее увеличение размеров Программы было одобрено решением Совета директоров KMG Finance 18 февраля 2010 года и решением Совета директоров Компании 14 апреля 2010 года. Дальнейшее увеличение Программы было одобрено решением Совета директоров 11 апреля 2013 года и решением Совета директоров Компании от 13 марта 2013 года. Компания и KMG Finance получили или будут периодически получать все необходимые согласования, утверждения и разрешения в связи с выпуском и исполнением Облигаций и предоставлением гарантий в их отношении.
4. Облигации были приняты к клирингу через системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) и/или DTC. Соответствующий общий код и международный идентификационный код ценной бумаги и (если применимо) код CUSIP (Комитет по присвоению ценным бумагам стандартных номеров и кодов) в отношении Облигаций каждой серии, будет указан в Окончательных условиях в отношении таковой. В соответствующих окончательных условиях указывается любая другая клиринговая система, принимающая соответствующие Облигации для клиринга, вместе с любой дополнительной надлежащей информацией.
5. Цена выпуска и сумма соответствующих Облигаций будет определяться, исходя из сложившихся рыночных условий. Ни Компания, ни KMG Finance не намерены предоставлять какую-либо информацию после выпуска в отношении каких-либо выпусков Облигаций.
6. После 31 декабря 2019 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах Компании Группы в целом, и после 30 июня 2020 года не происходило никаких существенных изменений в финансовых результатах или финансовом положении Компании и Группы.
7. После 31 декабря 2019 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах KMG Finance, и после 30 июня 2020 года не происходило никаких существенных изменений в финансовых результатах или финансовом положении KMG Finance.
8. Независимые аудиторы Компании - ТОО «Эрнст энд Янг», действующие в качестве аудиторов в соответствии с лицензией № 0000003 от 15 июля 2005 года, выданной Министерством финансов Республики Казахстан. ТОО «Эрнст энд Янг» является членом Палаты аудиторов

Казахстана, профессионального органа, осуществляющего надзор за деятельностью аудиторских фирм в Казахстане. Годовая финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с МСФО, а промежуточная финансовая отчетность – в соответствии с МСБУ 34. Проверенная аудиторами финансовая отчетность Компании за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2019 года и за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2018 года, была проверена ТОО «Эрнст энд Янг», которое издало отчет об этом без оговорок. Проверенная финансовая отчетность Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, была проверена ТОО «Эрнст энд Янг», которое издало отчет об этом без оговорок. Юридический адрес ТОО «Эрнст энд Янг»: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-Фараби 77/7, «Есентай Тауэр».

9. До тех пор, пока действует Программа или любые Облигации находятся в обращении, с копиями и, при необходимости, переводами на английский язык следующих документов в электронной форме можно бесплатно ознакомиться в течение рабочего времени в указанном офисе Платежного агента, а именно:

- учредительные документы Компании и KMG Finance;
- годовой отчет и отчетность Компании на финансовые года, заканчивающиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов, включая, в каждом случае, аудиторский отчет на такие счета;
- наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Компании, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе);
- Агентское соглашение;
- Договор доверительного управления (содержащий формы Облигаций в глобальной и документарной форме);
- Окончательные условия в отношении Облигаций;
- копии документов, включенных в настоящий Базовый проспект посредством отсылки; и
- копия настоящего Базового проспекта вместе с любыми дополнениями к настоящему Базовому проспекту, или последующий базовый проспект и любые документы, включенные в них посредством отсылки.

Учредительные документы Компании и KMG Finance будут также доступны на вебсайте Компании по адресу <http://ir.kmg.kz/>.

Кроме этого, настоящий Базовый проспект вместе с любыми дополнениями к нему будет опубликован на вебсайте Службы официальных новостей Лондонской фондовой биржи по адресу: <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>.

Копии документов, включенных в настоящий Базовый проспект посредством отсылки, также доступны для ознакомления в электронной форме и бесплатно по адресу: <http://www.londonstockexchange.com/exchange/news/market-news/market-news-home.html>.

10. Любая информация на вебсайтах, относящаяся к настоящему Базовому проспекту, не является частью настоящего Базового проспекта, за исключением случаев, когда такая информация включена в настоящий Базовый проспект посредством отсылки.

ПРИЛОЖЕНИЕ I - ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ

«**Закон о недрах 2010 года**» означает Закон «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года №291-IV в действующей редакции, который заменил Старый закон о недрах и Закон о нефти и служит в настоящее время основой для регулирования прав недропользования в Казахстане.

«**Финансовая отчетность за 2016 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года;

«**Финансовая отчетность за 2017 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года;

«**Запасы категорий А+В+С1**» означает запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как запасы категории А, В и С1. См. раздел «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане - Классификация запасов*».

«**Агентское соглашение**» означает агентское соглашение между РД КМГ и КМГ-ПМ в отношении продажи сырой нефти РД КМГ (ежегодно перезаключаемое на новый срок согласно казахстанскому законодательству о государственных закупках);

«**АГП**» означает ТОО «Азиатский Газопровод»;

«**МФЦА**» означает Международный финансовый центр Астаны;

«**Актюбинская система**» означает Актюбинскую трубопроводную систему;

«**АРРФР**» означает Агентство по регулированию и развитию финансового рынка Республики Казахстан;

«**Азиатский Газопровод**» означает газопровод Узбекистан-Китай, проходящий через территорию Казахстана, по которому газ поступает из других среднеазиатских республик в крупные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай, который принадлежит и управляется АГП;

«**Атырауский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Атырау в Западном Казахстане, оператором которого является ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

«**Aysir**» означает компанию «Ay-sir Turizm Ve Insaat Anonim Şirketi»;

«**ВР**» означает компанию «ВР р.л.с.»;

«**ГБШ**» означает ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»;

«**Трубопровод БТД**» означает трубопровод, эксплуатируемый ВР;

«**СА-VIT**» означает компанию «SA VIT B.V.»;

«**Трубопровод САЦ**» означает трубопроводную систему Средняя Азия - Центр, подсистему Центрально-Азиатской системы;

«**CCEL**» означает компанию «СИТИК Канада Энерджи Лимитед» (CITIC Canada Energy Limited);

«**КИК**» означает контролируемые иностранные компании;

«**ЕГДС**» означает единицу, генерирующую денежные средства;

«**СНГ**» означает Содружество Независимых Государств;

«**СITIC**» означает компанию «СИТИК Ресурсез Холдинг Лимитед» (CITIC Resources Holding Limited);

«**CNODC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Ойл энд Газ Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн» (China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation);

«**CNPC**» означает Китайскую национальную нефтегазовую корпорацию (China National Petroleum Corporation);

«**CNPC E&D**» означает компанию «CNPC Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн Лтд.» (CPNC Exploration and Development Company Ltd), контролируемую CNPC;

«**Компания**» означает, в зависимости от контекста, самого Гаранта или Гаранта совместно с его дочерними предприятиями и совместными предприятиями, или Гаранта совместно с его дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями;

«**Запасы Компании категорий А+В+С1**» означает совместно Запасы категорий А+В+С1 сырой нефти и газа Компании и ее дочерних предприятий, и пропорциональную долю Компании и дочерних предприятий Компании в Запасах категорий А+В+С1 сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL (см. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации - Представление определенной информации, касающейся дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний»).

«**добыча Компании**» означает совместно объем добычи сырой нефти и газа Компании и ее дочерних предприятий и пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в объеме добытой сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL;

«**Компетентный орган**» означает центральный государственный исполнительный орган, уполномоченный Правительством действовать от имени Государства с целью осуществления прав, относящихся к оформлению и исполнению Контрактов на недропользование в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях, кроме контрактов на разведку и добычу общераспространенных полезных ископаемых (контракты на разведку и добычу, заключенные с местными исполнительными органами), исторически ими занимался МЭМР (для нефти, газа и полезных ископаемых), и с 12 марта 2010 года в отношении нефти и газа - МНГ, а в отношении твердых полезных ископаемых и некоторых видов подземных вод - МИНТ; после реорганизации МНГ и МИНТ в августе 2014 года эти вопросы перешли в ведение Министерства энергетики и МИР, соответственно. Также, в настоящее время МИР является Компетентным органом по контрактам на недропользование на разведку и добычу промышленных и технических вод, добываемых в объеме 2000 куб. м или более в сутки, для их нагнетания в образования в соответствии с соответствующими технологическими схемами добычи;

«**Договор концессии**» означает соглашение между ИЦА и Правительством в отношении эксплуатации внутренних и международных сетей транспортировки газа в Казахстане от 14 июня 1997 года с изменениями и дополнениями;

«**КТК**» означает Каспийский Трубопроводный Консорциум;

«**Трубопровод КТК**» означает трубопровод, принадлежащий и эксплуатируемый КТК;

«**УИЭ**» означает Управление информации по энергетике США;

«**ЭМГ**» означает АО «Эмбаунайгаз»;

«**Закон о фондовых биржах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о фондовых биржах 1934 года (в действующей редакции);

«**ПБР**» означает Проект будущего расширения (будущего роста) ТШО;

«**ЗФУР**» означает Закон о финансовых услугах и рынках 2000 года;

«**Закон о газе**» означает Закон «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года № 532-IV (в действующей редакции);

«**ГДР**» означает глобальную депозитарную расписку;

«**Правительство**» означает правительство Казахстана;

«**Группа**» означает, в соответствии с требованиями контекста, КМГ вместе с его дочерними и совместными предприятиями или КМГ вместе с его дочерними и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями;

«**Гарант**» означает, если применимо, АО «НК «КазМунайГаз»;

«ИЦА» означает АО «Интергаз Центральная Азия»;

«IDD» означает Директиву (ЕС) 2016/97

«МСФО» означает Международные стандарты финансовой отчетности, принятые Международным советом по стандартам бухгалтерского учета;

«МВФ» означает Международный валютный фонд;

«Эмитент» означает KMG Finance или, как указано в соответствующих Окончательных условиях, АО «НК «КазМунайГаз»;

«Закон об АО» означает Закон Республики Казахстан «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года № 415 (в действующей редакции);

«KASE» означает Казахстанскую фондовую биржу;

«Казахойл» означает ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»;

«Казахойл Актобе» означает ТОО «Казахойл Актобе»;

«Казахстан» означает Республику Казахстан;

«Казахстанская методология» означает метод, посредством которого Компания оценивает свои запасы сырой нефти и природного газа. См. раздел *«Нефтегазовая отрасль в Казахстане - Классификация запасов»*.

«Казгермунай» означает ТОО «СП «Казгермунай»;

«КазМунайТениз» означает Товарищество с ограниченной ответственностью «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» (или ТОО «МНК «КазМунайТениз»);

«КазРосГаз» означает ТОО «СП «КазРосГаз»;

«КБТУ» означает АО «Казахстанско-Британский технический университет»;

«ККТ» означает ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»;

«Трубопровод ККТ» означает строящуюся трубопроводную сеть, которая будет соединять Западный Казахстан с границей Китая;

«КГМ» означат ТОО «СП «КазГерМунай»

«КМГ» означает Акционерное общество «Национальная Компания «КазМунайГаз» или АО «НК «КазМунайГаз»;

«РД КМГ» означает акционерное общество АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» или АО РД «КазМунайГаз»;

«KMG Finance» означает компанию «КазМунайГаз Файнэнс Саб Б.В.» (KazMunaiGaz Finance Sub B.V.);

«KMG International» означает компанию «KazMunaiGaz International B.V.»;

«KMG PKOP» означает компанию «KazMunaiGaz PKOP Investment B.V.»;

«КМГ-Retail» означает ТОО «КМГ-Retail»;

«КРО» означает компанию «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (Karachaganak Petroleum Operating B.V.);

«КМГ-ПИМ» означает АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг»;

«KNOC» означает компанию «Корейан Нэшнл Ойл Консорциум» (Korean National Oil Consortium);

«КРГ» означает ТОО «КазРосГаз»

«КТГ» означает АО «КазТрансГаз»;

«КТО» означает АО «КазТрансОйл»;

«КЗТ» или «тенге» означает официальную валюту Казахстана;

«ЛМТС» означает Лондонский международный третейский суд;

«LIVOR» означает ставку продавца на лондонском межбанковском рынке депозитов;

«СГ» означает сжиженный газ;

«МЭМР» означает Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, которое было Компетентным органом до того, как его функции были переданы МНГ и МИНТ;

«МОСВР» означает Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан;

«MIBV» означает компанию «Mangistau Investments B.V.»;

«МИР» означает Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан, центральный исполнительный орган Государства, который в настоящий момент является правопреемником контролирующих полномочий МИНТ, и, соответственно, полномочным органом в секторе разработки недр, также имеет ряд основных функций, связанных с работами в нефтегазовой отрасли; отвечает за такие вопросы, как, среди прочего, предоставление геологической информации и регулирование ее использования (экспорт), выдача геологических и горных отводов, регистрация запасов и занесение их в государственный баланс, проведение экспертизы договоров недропользования и проектной документации, предназначенной для проведения операций по недропользованию согласно закону, и предоставление разрешений на использование воды;

«Директива MiFID II» означает Директиву 2014/65/ЕС;

«Министерство энергетики» означает Министерство энергетики Республики Казахстан, центральный исполнительный орган Государства, который в настоящий момент является Компетентным органом в нефтегазовой отрасли;

«МИНТ» означает Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан, которое являлось Компетентным органом и правопреемником контролирующих полномочий МЭМР до 6 августа 2014 года, когда его функции были переданы МИР;

«ММГ» означает АО «МангистауМунайГаз»;

«МНГ» означает Министерство нефти и газа Республики Казахстан, центральный Государственный исполнительный орган, который являлся Компетентным органом в нефтегазовой отрасли до 6 августа 2014 года, когда его функции были переданы Министерству энергетики;

«МунайТас» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас»»;

«Комитет по естественным монополиям» означает Комитет по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан;

«НБРК» означает Национальный Банк Республики Казахстан;

«СРП СК» означает Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года и соглашение о совместной деятельности от 29 марта 2005 года, заключенное между консорциумом в составе AGIP Caspian Sea B.V., EXXON Mobil Kazakhstan Inc., Inpex North Caspian Sea Ltd, Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd, Shell Kazakhstan Development B.V. и Total EP Kazakhstan;

«КСКП» означает Консорциум Северо-Каспийского проекта;

«**Северо-Каспийский проект**» означает проект КСКП по разработке Северного сектора Каспийского моря, включающего месторождение Кашаган;

«**Облигации**» означает облигации KMG Finance, безусловно выпущенные в рамках Программы под безотзывную гарантию Гаранта;

«**Старый закон о недрах**» означает Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 года № 2828 (с изменениями и дополнениями), который был заменен Законом о недрах 2010 года;

«**ОМГ**» означает АО «Озенмунайгаз»;

«**ОПЕК**» означает Организацию стран-экспортеров нефти;

«**Парламент**» означает Парламент Казахстана;

«**ПНХЗ**» означает ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», нефтеперерабатывающий завод в г. Павлодар (Казахстан);

«**Закон о нефти**» означает Закон Республики Казахстан «О нефти» от 28 июня 1995 года № 2350 (с изменениями и дополнениями), который был заменен Законом о недрах 2010 года;

«**НПЗ «Петромидия»**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Нэводари (Румыния), эксплуатируемый компанией «Rompetrol Rafinare»;

«**РКИ**» означает компанию «ПетроКазахстан Инк.» (PetroKazakhstan Inc.);

«**ПККР**» означает АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»;

«**PRMS**» означает Систему управления углеводородными ресурсами;

«**Программа**» означает программу выпуска Глобальных среднесрочных облигаций на сумму 10 500 000 000 долларов США, согласно которой KMG Finance и КМГ вправе периодически выпускать Облигации, подпадающие, в случае выпуска KMG Finance, под безусловную и безотзывную гарантию КМГ, на общую сумму (в целом) до 10 500 000 000 долларов США;

«**СРП**» означает соглашения о разделе продукции;

«**Соглашение о взаимоотношениях**» означает соглашение, заключенное между Компанией и РД КМГ от 8 сентября 2006 года;

«**Россия**» означает Российскую Федерацию;

«**Самрук-Казына**» означает АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-казына»;

«**SEC**» означает Комиссию Соединенных Штатов Америки по ценным бумагам и биржам;

«**Закон о ценных бумагах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах от 1933 года (в действующей редакции);

«**Сервисное соглашение**» означает соглашение, ежегодно заключаемое между Компанией и РД КМГ;

«**Шымкентский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Шымкенте (Казахстан), оператором которого является ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»;

«**Правила С-К**» означает Правила закупок товаров, работ и услуг акционерным обществом «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» и организациями, пятьдесят и более процентов голосующих акций (долей участия) которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Казына» на праве собственности или доверительного управления, принятые Решением Совета директоров «Самрук-Казына» от 28 января 2016 года №80 (с изменениями и дополнениями);

«**SOFR**» означает однодневную эталонную ставку по обеспеченному финансированию;

«**SONIA**» означает однодневную эталонную ставку для фунтов стерлингов

«**Южная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть, проходящую по южному региону Казахстана от узбекско-казахстанской границы до г. Алматы в Казахстане и управляемую ИЦА;

«**Закон о Фонде национального благосостояния**» означает Закон «О Фонде национального благосостояния» от 1 февраля 2012 года №550-IV (в действующей редакции);

«**Государство**» означает Казахстан;

«**Закон о государственных закупках**» означает Закон Республики Казахстан «О государственных закупках» от 4 декабря 2015 года №434-V (в действующей редакции);

«**Приоритетное право государства**» означает приоритетное право государства на приобретение прав недропользования в проектах недропользования в Казахстане и акций (долей участия, паев и т.п.) в компаниях-недропользователях или контролируемых ими юридических лицах;

«**Комитет по статистике**» означает Комитет по статистике Казахстана;

«**Кодекс о недрах**» означает Кодекс о недрах, принятый Парламентом в декабре 2017 года, который вступит в силу и заменит собой Закон о недрах 2010 года 29 июня 2018 года;

«**Контракт на недропользование**» означает лицензию на добычу и разведку и/или контракт на недропользование (после 1999 года операции по недропользованию выполняются только на основе контрактов) или СРП (в зависимости от ситуации);

«**ТШО**» означает ТОО «СП «Тенгизшевройл»;

«**Закон о магистральном трубопроводе**» означает Закон Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе» от 22 июня 2012 года №20-V (в действующей редакции);

«**Трубопровод УАС**» означает трубопровод Узень-Атырау-Самара, владельцем и оператором которого является КТО;

«**UGL**» означает компанию «Урал Груп Лимитед» (Ural Group Limited);

«**УОГ**» означает ТОО «Урал Ойл энд Газ»;

«**Уральская система**» означает Уральскую трубопроводную систему;

«**U.S.\$ или доллар США**» означает валюту Соединенных Штатов Америки;

«**Месторождения Узень**» означает месторождения, эксплуатируемые АО «Эмбаунайгаз»;

«**Западная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть в Западном Казахстане, обслуживающую находящиеся в эксплуатации месторождения природного газа в Центральной Азии, оператором которой является ИЦА; и

«**ПУУД**» означает проект управления устьевым давлением ТШО.

ПРИЛОЖЕНИЕ II - ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ

Некоторые сокращения и связанные с ними термины

%.....	проценты
млрд куб.м.....	миллиарды кубических метров
бнс.....	баррелей нефти в сутки
г.....	граммы
тбнс.....	тысяч баррелей нефти в сутки
км.....	километр
кв.км.....	Квадратный километр
м.....	метр
млн куб.м.....	миллион кубических метров
млн куб. ф.....	миллион кубических футов

Некоторые термины

Двухмерная сейсмика.....	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в двух измерениях.
Трехмерная сейсмика.....	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в трех измерениях. Трехмерная сейсмика обычно дает более подробную и точную интерпретацию подземных пластов, чем двухмерная сейсмика.
Разведочная скважина.....	Скважина, пробуренная для поиска углеводородов в области с недоказанными запасами или для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.
Толща.....	Последовательность пластов осадочных пород, отложившихся в одинаковых общих геологических условиях.
Газовый конденсат.....	Более тяжелые углеводородные фракции в коллекторе природного газа, конденсирующиеся в жидкость по мере их добычи. Они используются в качестве химического сырья или для смешивания с бензином.
Углеводороды.....	Соединения, формируемые элементами водород (H) и углерод (C), и существующие в твердом, жидком или газообразном состоянии.
Природный газ.....	Углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при давлении в одну атмосферу и температуре 20°C. Он может быть разделен на сухой газ, в основном метан, но часто содержащий этан и меньшие количества более тяжелых углеводородов (также называемый коммерческий газ), и жирный газ, в основном этан, пропан также меньшие количества более тяжелых углеводородов; частично жидкий при атмосферном давлении.
Банк качества.....	Договоренность, согласно которой нефтяные компании, поставляющие в трубопроводную систему сырую нефть более низкого качества (тяжелую и высокосернистую) платят за пользование трубопроводом больше, чем поставляющие сырую

нефть более высокого качества. (Равным образом, поставщики сырой нефти более низкого качества могут напрямую предоставлять компенсацию поставщикам сырой нефти более высокого качества за ухудшение качества сырой нефти из-за смешивания.)

Коллектор	Пористая и проницаемая подземная толща, содержащая природное скопление извлекаемого природного газа и/или нефти, ограниченная непроницаемой породой или слоями водонаполненной породы.
Сейсмическая съемка	Метод, при помощи которого создается изображение земных недр посредством генерации ударных волн и анализа их отражения от породных пластов. Такая съемка может выполняться в двухмерной или трехмерной форме.
Вакуумная перегонка	Перегонка при пониженном давлении (меньше атмосферного), понижающем температуру кипения перегоняемой жидкости. Эта техника при относительно низких температурах предотвращает крекинг или расщепление исходного нефтепродукта.
Обводненность	Доля воды, добываемой вместе с сырой нефтью из извлекаемых жидкостей коллектора, обычно выражаемая в процентах.
Капитальный ремонт	Операция по техническому обслуживанию или ремонту на скважине после начала ее эксплуатации. Обычно выполняется для поддержания или увеличения производительности скважины.

ИНДЕКС ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудированная) АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2020 года, включая сравнительные данные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 года	F-1
Отчет по результатам обзора промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности	F-3
Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе	F-5
Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении	F-7
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств	F-9
Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в капитале	F-12
Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности	F-14
Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» за год, закончившийся 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года, включая сравнительные данные за год, закончившийся 31 декабря 2017 года	F-47
Отчет независимого аудитора	F-49
Консолидированный отчет о совокупном доходе	F-56
Консолидированный отчет о финансовом положении	F-58
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-60
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	F-64
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	F-66

ГОЛОВНОЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Ул. Д. Кунаева, 8
Нур-Султан 010000
Казахстан

ГОЛОВНОЙ ОФИС KMG FINANCE

KazMunaiGaz Finance Sub B.V.

Стравинскилаан 723
(ВТЦ Башня А, 7-й этаж)
1077 XX Амстердам
Нидерланды

СОВМЕСТНЫЕ МЕНЕДЖЕРЫ И ДИЛЕРЫ

J.P. Morgan Securities plc

25 Bank Street
Canary Wharf
Лондон E14 5JP
Соединенное Королевство

MUFG Securities EMEA plc

Ropemaker Place
25 Ropemaker Street
Лондон EC2Y 9AJ
Соединенное Королевство

АО «Halyk Finance»

Пр. Абая, 109В
Алматы, A05A1B9
Республика Казахстан

SkyBridge Invest

Башня Есентай, 12-й этаж
Пр. Аль-Фараби, 77/7
Алматы 050040
Республика Казахстан

ГЛАВНЫЙ ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ, ТРАНСФЕР-АГЕНТ И АГЕНТ ПО РАСЧЕТАМ

ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ УПРАВЛЯЮЩИЙ

Citibank, N.A., Лондонский филиал

Citigroup Centre
Canada Square
Лондон E14 5LB
Соединенное Королевство

Citicorp Trustee Company Limited

Citigroup Centre
Canada Square
Лондон E14 5LB
Соединенное Королевство

РЕГИСТРАТОР

ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ И ТРАНСФЕР- АГЕНТ

Citigroup Global Markets Europe AG

Reuterweg 16
60323 Франкфурт
Германия

Citibank Europe plc

1 North Wall Quay
Дублин 1
Ирландия

ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ

Компании по праву Англии и США:

Компании по праву Казахстана:

White & Case LLP

5 Old Broad Street
Лондон EC2N 1DW
Соединенное Королевство

Kinstellar

Бизнес-центр «Курмангазы»,
5-й этаж
Ул. Курмангазы, 61а
050000, Алматы
Казахстан

Дилеров по праву Англии и США:

Latham & Watkins LLP
Ул. Гашека 6, Дукаат III, офис 510
Москва 125047
Россия

Дилеров по праву Казахстана:

Zan Hub LLP
Пр. Мангилик Ел, 55/21 (блок С4.2),
офис 250
Z05T3F5,
Нур-Султан
Казахстан

KMG Finance по праву Нидерландов:

DLA Piper Nederland N.V.
Amstelveenseweg 638
1081 JJ Амстердам
Нидерланды

Keijzer Drijer Priester & van der Stoel
PO Box 23542
3001 KM Rotterdam
Westerkade 5
3016 CL Роттердам

АУДИТОРЫ

Компании:

Ernst & Young LLP
Башня Есентай, пр. Аль-Фараби 77/7.
Алматы 050060
Казахстан