

## 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. НЕСОБЛЮЖДЕНИЕ 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(a)(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 (a) 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

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 Великобритании, или (В) лицам, находящимся в Великобритании, 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») 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 5 апреля 2017 года в отношении Программы.

Была направлена заявка (i) в Управление по финансовому регулированию и надзору Великобритании в соответствии с Частью VI Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года в действующей редакции («FSMA») (далее – «Управление Великобритании по листингу») на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта, в официальный список Управления Великобритании по листингу («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/EU («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 Управление Великобритании по листингу 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 в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка Казахстанской фондовой биржи («KASE») 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, Облигации не могут быть выпущены, размещены или включены в листинг за пределами Казахстана без предварительных разрешений Национального Банка Республики Казахстан («НБРК») на выпуск и размещение Облигаций за пределами Казахстана («Разрешения НБРК»).

**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 Правилем 144А («Облигации, регулируемые Правилем 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, регулируемые Правилем 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 Правилем 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 Baa3 (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 ставки LIBOR либо ставки EURIBOR, предоставленных ICE Benchmark Administration Limited («ICE») и Европейским институтом денежных рынков («ЕММ»), соответственно. На дату настоящего

Базового проспекта ICE и EMMI не включены в реестр администраторов и контрольных показателей, учрежденных и поддерживаемых Европейской организацией по ценным бумагам и рынкам («ESMA») в соответствии со ст. 36 Регламента контрольных показателей (Регламент (ЕС) 2016/1011) («Регламент контрольных показателей»). Насколько известно Эмитентам, в данном случае применяются переходные положения ст. 51 Регламента контрольных показателей, в соответствии с которыми в настоящее время от ICE и EMMI не требуется получение разрешения или осуществление регистрации.

*Соорганизаторы и Дилеры*

Citigroup

Halyk Finance

J.P. Morgan

MUFG

UBS Investment Bank

Дата настоящего Базового проспекта: 3 апреля 2018 года

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 для целей ст. 5.4 Директивы о проспектах. Термин **«Директива о проспектах»** означает Директиву 2003/71/ЕС (со всеми изменениями и дополнениями, в том числе внесенными Директивой 2010/73/ЕС) и включает в себя соответствующие меры реализации в любой соответствующей Стране-участнице Европейской экономической зоны.

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 НБРК. 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» будет действовать в качестве единоличного управляющего 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 Расчетного агента (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 Великобритании, или (B) лицам, находящимся в Великобритании, 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

Если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций не указано, что «Запрет на продажу частным инвесторам ЕЭЗ» 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»). 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 Директивы 2002/92/ЕС, если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент, как определено в п. (10) ст. 4(1) Директивы MiFID II. Соответственно, основной информационный документ, требуемый Регламентом (ЕС) №1286/2014 («**Регламент PRIIPs**») для предложения или продажи Облигаций или иного их предоставления частным инвесторам в ЕЭЗ, не был подготовлен, и следовательно, в соответствии с Регламентом PRIIPs предложение, продажа или иное предоставление Облигаций любому частному инвестору в ЕЭЗ 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 отчет независимого аудитора от 12 марта 2018 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года (некоторые из которых были пересчитаны, см. «*Пересчет и перегруппировка статей*» ниже) («**Финансовая отчетность за 2017 год**») и отчет независимого аудитора от 10 марта 2017 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года,

которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 года («**Финансовая отчетность за 2016 год**», а вместе с Финансовой отчетностью за 2017 год – «**Финансовая отчетность**»).

Заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» в отношении Финансовой отчетности за 2017 год, приводится на странице F-4 настоящего Базового проспекта, а заключение независимого аудитора, подготовленное ТОО «Эрнст энд Янг» в отношении Финансовой отчетности за 2016 год – на странице F-107 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, источником финансовой информации в отношении Компании, изложенной в настоящем Базовом проспекте, является Финансовая отчетность и соответствующие примечания к такой Финансовой отчетности, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-1 без каких бы то ни было существенных корректировок.

Источником данных о движении денежных средств за 2016 год, включенных в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность за 2017 год, и они отличаются от данных, включенных в Финансовую отчетность за 2016 год. Источником данных за 2015 год, включенных в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность за 2016 год, и они могут отличаться от данных, включенных в проверенную аудиторами консолидированную финансовую отчетность Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, которая была опубликована. Поскольку данные о движении денежных средств за 2015 год не включены в Финансовую отчетность за 2017 год, данные о движении денежных средств за 2015 год, включенные в настоящий Базовый проспект, взяты из Финансовой отчетности за 2016 год и, соответственно, представлены иначе, чем данные о движении денежных средств за 2017 и 2016 годы, включенные в Финансовую отчетность за 2017 год и настоящий Базовый проспект. Кроме того, источником консолидированного отчета о финансовом положении за 2016 год, включенного в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность за 2017 год, и он отличается от консолидированного отчета о финансовом положении за 2016 год, включенного в Финансовую отчетность за 2016 год. Поскольку консолидированный отчет о финансовом положении за 2015 год не включен в Финансовую отчетность за 2017 год, консолидированный отчет о финансовом положении за 2015 год, включенный в настоящий Базовый проспект, взят из Финансовой отчетности за 2016 год и, соответственно, представлен иначе, чем консолидированные отчеты о финансовом положении за 2017 и 2016 годы, включенные в Финансовую отчетность за 2017 год и настоящий Базовый проспект. См. раздел «*Пересчет и перегруппировка статей*».

Суммы, указанные в статьях финансовой отчетности каждого из предприятий Компаний, рассчитываются в валюте страны, в которой предприятие осуществляет основную деятельность («**функциональная валюта**»). Финансовая отчетность, которая приводится 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 движении денежных средств, включенного в Финансовую отчетность за 2017 год, с косвенного метода (который использовался для представления консолидированного отчета о движении денежных средств, включенного в Финансовую отчетность за 2016 год) на прямой за период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2017 года, поскольку Компания считает, что прямой метод позволяет представить информацию, которая является более уместной для пользователей финансовой отчетности. Группа применила метод представления консолидированного отчета о движении денежных средств на ретроспективной основе и, соответственно, данные о движении денежных средств за 2016 год, включенные в настоящий Базовый проспект, взяты из Финансовой отчетности за 2017 год и отличаются от данных о движении денежных средств за 2016 год, включенных в Финансовую отчетность за 2016 год. Поскольку данные о движении денежных средств за 2015 год не включены в Финансовую отчетность за 2017 год, данные о движении денежных средств за 2015 год, включенные в настоящий Базовый проспект, взяты из Финансовой отчетности за 2016 год и, соответственно, представлены иначе, чем данные о движении денежных средств за 2017 и 2016 годы, включенные в Финансовую отчетность за 2017 год и настоящий Базовый проспект. Компания считает, что такое измененное представление не оказывает существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности или собственный капитал Компании.

Помимо этого, консолидированный отчет о финансовом положении, включенный в Финансовую отчетность за 2017 год по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов был пересмотрен с целью объединения схожих по природе статей, как описано в Примечании 2 к Финансовой отчетности за 2017 год. Соответственно, источником консолидированного отчета о финансовом положении за 2016 год, включенного в настоящий Базовый проспект, является Финансовая отчетность за 2017 год, и он отличается от консолидированного отчета о финансовом положении за 2016 год, включенного в Финансовую отчетность за 2016 год. Поскольку консолидированный отчет о финансовом положении за 2015 год не включен в Финансовую отчетность за 2017 год, консолидированный отчет о финансовом положении за 2015 год, включенный в настоящий Базовый проспект, взят из Финансовой отчетности за 2016 год и, соответственно, представлен иначе, чем консолидированные отчеты о финансовом положении за 2017 и 2016 годы, включенные в Финансовую отчетность за 2017 год и настоящий Базовый проспект. Компания полагает, что перегруппировка статей консолидированного финансового отчета о финансовом положении за 2016 год, включенного в Финансовую отчетность за 2017 год, не повлияла на консолидированную финансовую отчетность Компании, и такое представление является более прозрачным, поскольку отражает природу таких активов.

Компания произвела некоторый пересчет в своем консолидированном отчете о финансовом положении за 2015 год и консолидированном отчете о совокупном доходе, включенном в Финансовую отчетность за 2016 год, так как признала компанию «Ay-sir Turizm Ve İnşaat A.Ş.» (Aysir), как продолжающуюся деятельность, а не как прекращенную, так как Aysir не выполнила применимые критерии МСФО 5. Соответственно, показатели за 2015 год, включенные в настоящий Базовый проспект, были взяты из Финансовой отчетности за 2016 год и отличаются от цифр, включенных в проверенную аудиторами и опубликованную консолидированную финансовую отчетность Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Компания полагает, что такой пересчет не оказал существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности или собственный капитал Компании. Сводную таблицу действия изменения на сравнительные данные (включая АО «Казахстанско-Британский Технический Университет») см. в Примечании 6 к Финансовой отчетности за 2016 год.

## **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% 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.

В сентябре 2006 года Компания осуществила продажу 42,05% обыкновенных акций АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ»), своего основного предприятия по разведке и добыче на суше, и РД КМГ зарегистрировал (i) свои обыкновенные акции на KASE и (ii) глобальные депозитарные расписки, представляющие его обыкновенные акции («ГДР») на Лондонской фондовой бирже. По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания владела 63,01% обыкновенных голосующих акций РД КМГ. В Финансовую отчетность включены консолидированные данные по финансовому положению и результатам деятельности РД КМГ и Компании, и указанная Финансовая отчетность отражает суммы, относимые к долям публичных миноритарных акционеров. Если не указано иное, в настоящем Базовом проспекте данные по РД КМГ в отношении объемов добычи и запасов и другие подобные данные отражают всю долю участия РД КМГ. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение на выкуп всех своих находящихся в обращении ГДР, а в январе 2018 года запустил безусловное тендерное предложение на выкуп на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. В результате этих сделок возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ»*.

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 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% 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.

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 методике 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 и утрата контроля»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

См. Примечание 30 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2016 год 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 на основе казахстанской методики, 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 Системой управления углеводородными ресурсами, поддерживаемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (**«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, в Компании принято решение включить в настоящий Базовый проспект только данные по запасам категорий А+В+С1, приводя размеры запасов, рассчитанные с применением казахстанской методики, включенной в настоящий Базовый проспект. Тем не менее, размер запасов, рассчитанных с применением казахстанской методики, 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. Так как запасы оцениваются на ежегодной основе, на дату настоящего Базового проспекта информация по запасам, помимо информации на 31 декабря 2017 года, отсутствует. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация*

*запасов»* для более подробного обсуждения каждой категории запасов, используемых в методологии, используемой Компанией.

Если не указано иное, данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, взяты из анализов запасов, подготовленных инженерно-техническими специалистами Компании на основе казахстанской методики. 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. Несмотря на то, что Компания подсчитывает свои запасы, используя казахстанскую методологию, некоторые дочерние предприятия и совместные предприятия Компании подсчитывают или ранее подсчитывали свои запасы в соответствии со стандартами PRMS.

### **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**»), 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.

<b>Показатель</b>	<b>Определение, метод расчета и сопоставление со строкой финансовой отчетности</b>	<b>Обоснование</b>
ЕВИТ	Рассчитывается как прибыль до вычета налога на прибыль плюс расходы на финансирование.	Показатель оценки
ЕВИТДА	Рассчитывается как ЕВИТ плюс износ, истощение, амортизация и обесценение долгосрочных активов.	Показатель оценки
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
Чистая капитализация	Рассчитывается как чистая задолженность плюс основной капитал.	Показатель ликвидности
Чистая задолженность	Рассчитывается как задолженность минус денежные средства и их эквиваленты.	Показатель ликвидности
Задолженность/ЕВИТДА	Рассчитывается как отношение задолженности к ЕВИТДА.	Показатель оценки
Чистая задолженность/Чистая капитализация	Рассчитывается как отношение Чистой задолженности и Чистой капитализации.	Показатель ликвидности
Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)	Рассчитываются как сумма денежных средств в банках, депозиты со сроком не менее 12 месяцев и депозиты со сроком более 12 месяцев	Показатель ликвидности
Задолженность/Основной капитал	Рассчитывается как отношение Задолженности основному капиталу	Показатель ликвидности
Текущая ликвидность	Рассчитывается как текущие активы по состоянию на 31 декабря соответствующего года деленные на текущие обязательства	Показатель ликвидности
ЕВИТ/Расходы на финансирование	Рассчитывается как отношение ЕВИТ к расходам на финансирование	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 отношении 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;
- колебания курса KZT/U.S.\$ и других обменных курсов;
- производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;
- общие международные и внутренние экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе, цены на сырьевые товары;
- 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;
- изменения в корпоративной организации Компании, ее дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний;
- реализация активов Компании, включая, среди прочего, реализацию в соответствии с планом приватизации Правительства;
- 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;
- возможности Компании по увеличению доли рынка своей продукции и расходов на контроль;

- экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;
- 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 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, 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 не содержит никаких пропусков, которые могут повлиять на смысл такой информации (при этом KMG Finance и Гарантом предприняты все разумные меры для подтверждения того, что это соответствует действительности).

## **ДОПОЛНЕНИЯ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ**

После опубликования настоящего Базового проспекта KMG Finance и Компания вправе подготовить к нему дополнения, утвержденные Управлением Великобритании по листингу в соответствии со статьей 16 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг. 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 Великобритании) («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 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 рассмотрению арбитражным судом в Лондоне или, по решению Доверительного управляющего или при определенных обстоятельствах по решению держателя Облигаций (как определено в «Условиях выпуска Облигаций») подчиняются неисключительной юрисдикции судов Англии. См. Условие 24(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 Великобританией (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 Великобритания, 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» (№466-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.

- Пункт 1 статьи 44 Закона об арбитраже предусматривает, что арбитражный суд применяет законодательство Казахстана при рассмотрении спора: (i) между физическими и/или юридическими лицами Республики Казахстан; и (ii) если одной из сторон такого спора являются квазигосударственные компании. Несмотря на то, что отсутствует устоявшаяся практика применения пункта 1 статьи 44 Закона об арбитраже, Руководство полагает, что Закон об арбитраже не регулирует порядок проведения арбитражных разбирательств за пределами Казахстана, и что, соответственно, пункт 1 статьи 44 Закона об арбитраже не требует, чтобы иностранный арбитраж применял законодательство Казахстана при рассмотрении споров с участием Компании и/или KMG Finance.

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 .....	1
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ .....	47
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ.....	64
KMG FINANCE .....	65
ОТОБРАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ .....	67
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ .....	73
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	80
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ .....	146
ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ .....	218
РУКОВОДСТВО .....	223
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ .....	232
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА .....	247
УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ .....	256
НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В КАЗАХСТАНЕ .....	293
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ .....	305
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ .....	332
ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ .....	348
ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПЕРЕДАЧУ .....	356
ПОДПИСКА И ПРОДАЖА.....	361
ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ .....	365
ПРИЛОЖЕНИЕ I – ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ .....	367
ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ .....	372
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ .....	374

## 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. Некоторые из этих факторов являются непредвиденными обстоятельствами, которые могут наступить, а могут не наступить, и при этом ни KMG Finance, ни Компания не могут судить о вероятности наступления или не наступления любых таких непредвиденных обстоятельств.*

*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 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, несмотря на то, что Компания также участвует в других сделках, включая Сделку по предварительной продаже нефти ТШО (как определено ниже). Соответственно, способность KMG Finance исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от производительности Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от своих дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний, в качестве источника доходов. В результате при рассмотрении рисков, которые могут повлиять на способность KMG Finance исполнять такие обязательства, потенциальным инвесторам следует обратить внимание на анализ указанных ниже факторов риска в отношении Компании и ее способности исполнять свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance, и такой анализ одинаково применим к способностям 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 негативно повлиять на рыночную стоимость Облигаций.

Дочерние предприятия, в том числе KMG Finance, совместные предприятия и ассоциированные компании являются отдельными юридическими лицами и не обязаны платить 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 последующем суммы дивидендов, выплачиваемых Компании, могут уменьшиться. Компания не может гарантировать, что размеры будущих дивидендов, выплачиваемых дочерними предприятиями, совместными предприятиями или ассоциированными компаниями (если они будут выплачены), будут равны размерам дивидендов, ранее выплаченных Компании за последние годы. Кроме того, право Компании на получение активов любого из дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний после их ликвидации или реорганизации, и, следовательно, право держателей Гарантии участвовать в этих активах будут подлежать удовлетворению только после удовлетворения требований кредиторов таких дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, включая коммерческих кредиторов. К тому же, даже если Компания являлась кредитором любой из ее дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, права Компании как кредитора будут удовлетворены только после удовлетворения прав кредиторов, обеспеченных собственностью таких дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний, а также после удовлетворения требований иных лиц, имеющих приоритет перед требованиями Компании. В случае, если дивиденды от дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний уменьшатся, Компания не сможет выполнить свои обязательства по Гарантии в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance.

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

### **Факторы риска, связанные с деятельностью Компании**

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

Продажа сырой нефти является самым крупным источником дохода Компании, и цены на сырую нефть и доход, получаемый Компанией от продажи сырой нефти, зависят от множества независимых 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 кризисных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на газ и нефтепродукты;
- глобальных и региональных социально-экономических и политических условий и развития военных действий, особенно, в странах одного с Казахстаном региона (включая, без ограничения, Россию и Украину), а также на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;
- погодных условий и стихийных бедствий;
- доступа к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;
- стоимости и возможности закупа альтернативных видов топлива;

- способности членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК») 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 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. Например, цены на сырую нефть могут изменяться в случае открытия новых месторождений, повышения интенсивности поисковых работ и добычи по всему миру. В США с помощью гидравлического разрыва пласта или «фрекинга» добываются большие объемы сырой нефти, и подобная активность оказала и согласно ожиданиям продолжит оказывать серьезное влияние на мировых поставщиков нефти, и соответственно отразится на уровне мировых цен на сырую нефть. Кроме того, несмотря на то, что уже заключенные Казахстаном соглашения с ОПЕК о сокращении добычи сырой нефти привели к улучшению цен на нефть и не оказали существенного неблагоприятного воздействия на деятельность Компании, нет никакой уверенности в том, что какие-либо будущие соглашения не окажут существенное неблагоприятное воздействие на количество сырой нефти, добываемой Компанией, или на цену, которую Компания может получить за такую сырую нефть.

Цены на сырую нефть были особенно неустойчивыми в последние годы. Согласно статистике, опубликованной Управлением информации по энергетике США («УИЭ»), средняя месячная цена на сырую нефть марки Brent составила 43,64 долларов США за барр. в 2016 году по сравнению со средним уровнем в 52,32 долларов США за барр. в 2015 году и 98,97 долларов США за барр. в 2014 году. Цены на сырую нефть марки Brent начали подниматься в 2017 году, средняя месячная цена на сырую нефть марки Brent в декабре 2017 года составила 64,37 долларов США за барр. согласно статистике, опубликованной УИЭ. Согласно Краткосрочному энергетическому прогнозу, опубликованному УИЭ 9 января 2018 года, средняя цена за баррель сырой нефти марки Brent составит 60 долларов США и 61 доллар США в 2018 и 2019 годах, соответственно. 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 26 марта 2018 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 68,81 долларов США за барр.

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, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности 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 повысятся или хотя бы 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 чистого дохода, 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, при составлении бюджета Компания исходит из стоимости барреля сырой нефти в размере 55 долларов США; 50 долларов США и 60 долларов США на 2018, 2019 и 2020 годы, соответственно, которая, по мнению руководства Компании, является достаточной, чтобы Компания продолжила свою деятельность, реализацию проектов капитальных расходов и

разведывательных работ, как планировалось. Если цена за баррель опустится ниже этой отметки, то нет никаких гарантий того, что Компания будет продолжать реализацию программ запланированных капитальных расходов или разведывательных проектов, если Компании не удастся получить финансирование на реализацию таких проектов у «Самрук-Қазына» или из других источников.

***Компания в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем при транспортировке своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана.***

Транспортировка казахстанской сырой нефти, 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 через российские трубопроводы в порты Черного моря для отгрузки в Европу и через Азербайджан по железной дороге в Батумский порт и нефтяной терминал (как определено ниже) для отгрузки в Европу. Соответственно, транспортировка нефти Компании 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, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, 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 деятельности Компании.

По состоянию на дату настоящего Базового проспекта и по завершении проекта по расширению Каспийского Трубопроводного Консорциума («КТК») в 2017 году преимущественные права Компании на транспортировку сырой нефти по Трубопроводу КТК увеличились до 14,3 млн. тонн сырой нефти в год. Несмотря на увеличение прав на прокачку, Компания не может быть уверена, что ей удастся получить доступ к распределяемым мощностям Трубопровода КТК (как определено ниже) в объеме, достаточном для транспортировки предполагаемых объемов добычи на месторождении Кашаган. Порядок распределения мощностей Трубопровода КТК периодически изменяется, в основном в связи с квотами, предоставляемыми отдельным недропользователям Министерством энергетики. Невозможность получения доступа к дополнительным мощностям Трубопровода КТК и любое значительное увеличение тарифов за использование Трубопровода КТК могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Пользователи газотранспортной сети, оператором которой является АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА») – международное газотранспортное дочернее предприятие Компании – зависят, среди прочего, от соединения с газопроводами третьих лиц в Туркменистане, Узбекистане и России при осуществлении приема и поставки природного газа. Соответственно, сокращение прав доступа к распределяемым мощностям трубопроводов третьих лиц, расположенных в 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 оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Ряд месторождений Компании являются выработанными.***

РД КМГ – это крупнейшее дочернее предприятие Компании по запасам и добыче. По состоянию на 31 декабря 2017 года 30,0% запасов Компании, которые представлены месторождениями,

разрабатываемыми АО «Озенмунайгаз» («ОМГ») и АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»), 100%-ными дочерними предприятиями РД КМГ, и расположенными в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на выработанных месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается, а добыча из определенных месторождений больше не является коммерчески целесообразной. Компания намерена поддерживать уровень добычи с помощью различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение новых скважин, капитальный ремонт скважин и внедрение технологий стимуляции скважин и добычи нефти усовершенствованными вторичными методами. Компания также намерена увеличить общий уровень добычи с помощью новых обнаружений в долгосрочной перспективе и приобретения новых продуктивных нефтяных и газовых месторождений, как в Казахстане, так и за рубежом. Такие действия обычно включают в себя значительные уровни капитальных расходов на новые технологии и альтернативные методы извлечения запасов из таких месторождений. Экономическая целесообразность такой деятельности также зависит от минимальной цены за баррель сырой нефти, достаточной, чтобы позволить Компании продолжить осуществлять свои операции, капитальные расходы и разведывательные работы в соответствии со своим бюджетом. См. раздел *«Доход и чистая прибыль Компании существенно изменяются в связи с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества независимых от Компании факторов»*. Компания не может предоставить никаких гарантий того, что Компания сможет достичь указанных стратегических целей или что ее деятельность принесет желаемые результаты. Неспособность Компании выполнить эти работы полностью или частично либо экономически эффективным образом может привести к снижению производства или прибыльности такого производства, что в свою очередь может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Многие транспортные и перерабатывающие мощности Компании построены много лет назад и потребуют существенных дополнительных инвестиций, в частности, для соответствия требованиям экологических стандартов.***

Добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Компании в большой степени зависят от устаревшей инфраструктуры, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность Компании. Системы транспортировки природного газа, оператором которых является ИЦА, в том числе трубопроводы и компрессорные станции, в основном построены более 30 лет назад. Большинство трубопроводов построены более 25 лет назад, а некоторые отрезки – более 35 лет назад, и потеряли в стоимости. Компания инвестировала значительную сумму денег в ремонт и модернизацию сети трубопроводов и компрессорных станций для приведения их в соответствие с международными стандартами. Нет никаких гарантий того, что не произойдут задержки или сбой поставок природного газа клиентам Компании из-за нагрузки и коррозии трубопроводов, дефектов и конструкций компрессорных станций, проблем, связанных с суровыми климатическими условиями или недостаточным техническим обслуживанием или недостаточной модернизацией сети, аварии оборудования или процессов, приводящих к снижению ожидаемого уровня производства или производительности.

Невзирая на то, что работы по модернизации Атырауского НПЗ и ПНХЗ были завершены в 2017 году, а завершение работ по модернизации Шымкентского НПЗ ожидается в сентябре 2018 года, в результате чего большая часть устаревшего оборудования на трех заводах будет заменена, а технологические процессы и оборудование будут обновлены (в 2017 году были завершены определенные работы, обеспечивающие соответствие экологическим стандартам Евро 4 и Евро 5 Евразийского экономического союза между Россией, Беларусью, Казахстаном, Арменией и Кыргызстаном («ЕАЭС»), которые вступили в силу с 1 января 2018 года), не существует никакой гарантии того, что Компании будет необходимо вкладывать дополнительные инвестиции для поддержания или повышения степени загрузки производственных мощностей, доходности и качества нефтепродуктов, произведенных на заводах, в частности, если в дальнейшем будут введены новые экологические стандарты.

Если Компания не сможет завершить любые необходимые дополнительные работы, соблюсти соответствующие стандарты, найти источники финансирования для таких работ на льготных условиях или вообще контролировать расходы на такие работы, то все это может оказать

существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Влияние неразвитой инфраструктуры на деятельность Компании в области разведки, добычи и переработки в прошлом и потенциально в будущем.***

Деятельность Группы подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятному воздействию неразвитой инфраструктуры. Электросеть Казахстана устарела, электропитание зачастую отключается или происходят перебои. Наряду с другими нефтедобывающими компаниями Компания сталкивалась с подобными перебоями непосредственно на месторождениях. Невзирая на отсутствие значительных перерывов в электроснабжении в последние годы, нет уверенности в том, что такие перерывы не произойдут в будущем. В случае возникновения проблем или других негативных изменений, влияющих на систему необходимого электропитания, которая требуется для осуществления деятельности Компании или питания соответствующих объектов, под ударом может оказаться деятельность Группы, ее финансовые показатели, результаты деятельности и перспективы.

***Коммерческая добыча на месторождении Кашаган началась в ноябре 2016 года после существенных задержек, срывов графика и превышений затрат, и нельзя дать никаких гарантий, что не будет дальнейших срывов или перебоев добычи, или дополнительных капитальных затрат для Компании.***

Вследствие того, что Компания имеет долю участия в КСКП через KMG Kashagan B.V., в котором (после продажи Компанией принадлежавших ей 50% акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» в октябре 2015 года) Компании напрямую принадлежит 50%-ная доля участия (на 31 декабря 2017 года), Компания несет ответственность за часть программы капитальных расходов на месторождении Кашаган. После того, как в мае 2012 года из-за задержки начала промышленной добычи был изменен план разработки и бюджет, совокупные капитальные затраты на реализацию первого этапа Северо-Каспийского проекта выросли еще на 6,9 млрд. долларов США, составив в целом 45,6 млрд. долларов США. Промышленная добыча на месторождении Кашаган началась 11 сентября 2013 года, однако 9 октября 2013 года ее пришлось остановить, поскольку в трубопроводе с месторождения была обнаружена утечка. В 2015 году на нефтегазовом трубопроводе были произведены работы по замене, а на сооружениях по добыче были произведены работы по техническому обслуживанию, реставрационно-консервационные работы и работы по модернизации. Через KMG Kashagan B.V. Компания отвечает за 8,44% капитальных расходов в соответствии со своей долей участия. В результате этих работ по замене и соответствующих задержек коммерческой добычи общие капитальные расходы на первой стадии Северо-Каспийского проекта увеличились до 54,4 млрд. долларов США. Коммерческая добыча была возобновлена в ноябре 2016 года.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, на месторождении Кашаган было добыто 686,0 тыс. тонн нефти и газового конденсата, относимых на счет Компании, против 80,8 тыс. тонн нефти и газового конденсата, относимых на счет Компании за год, закончившийся 31 декабря 2016 года (что отражает объем сырой нефти, относимый на счет Компании и добытый за двухмесячный период промышленной добычи после возобновления промышленной добычи в ноябре 2016 года). Компания ожидает, что добыча на месторождении Кашаган будет продолжать оказывать положительное влияние на доходы Компании от добычи и продажи сырой нефти. В ноябре 2016 года KMG Kashagan B.V. заключил сделку по предоплате в отношении предварительной продажи сырой нефти, добытой на месторождении Кашаган. В августе 2017 года стоимость предварительной продажи по данной сделке была увеличена. См. раздел «Деятельность – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана». Однако, нет никаких гарантий того, что планируемые доходы будут достигнуты и что удастся избежать дальнейших срывов и перебоев добычи на месторождении Кашаган.

Наличие дополнительных капитальных расходов в связи с месторождением Кашаган и/или неспособностью Компании получить планируемые доходы от месторождения Кашаган может оказать неблагоприятное воздействие на финансовые показатели, потоки денежных средств или результаты деятельности Компании.

***Для осуществления своей деятельности Компания в прошлом нуждалась в значительных капитальных затратах, и Компания может оказаться не в состоянии финансировать свои будущие капитальные затраты.***

Для осуществления своей деятельности Компания нуждалась в прошлом и будет продолжать нуждаться в значительных капитальных затратах, связанных с модернизацией, разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства. Исторически Компания имела значительные уровни капитальных затрат и инвестирования, которые сохранились в 2015, 2016 и 2017 годах, хотя и ожидается, что эти уровни будут снижаться в 2018 и 2019 годах. В 2014 году Компания значительно увеличила свою программу капитальных затрат, в первую очередь (i) для реализации программы ускоренной модернизации, в том числе, в частности, в отношении НПЗ Компании и трубопроводов, (ii) в целях выполнения своих обязательств по финансированию Кашагана и Карачагананака, и (iii) для улучшения социальных льгот, предоставляемых Компанией своим работникам. В 2016 и 2017 годах Компания завершила ряд капиталоемких проектов, включая проекты модернизации Атырауского НПЗ и ПНХЗ. Помимо запланированного строительства трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2018 и 2019 годах (со сметной стоимостью в размере 109,2 млрд. тенге) в целях облегчения транспортировки газа в Китай, Компания ожидает, что подавляющую часть ее обязательств по капитальным расходам в 2018 году составят проекты по разведке, проекты по поддержанию текущих уровней добычи и другие проекты. В целом, Компания ожидает, что размер капитальных затрат составит 367,7 млрд. тенге в 2018 году и 310,3 млрд. тенге в 2019 году, а общие капитальные расходы в течение следующих 5 лет (включая 2018 и 2019 годы) составят 1849,9 млрд. тенге. При этом, однако, нет никакой уверенности в том, что Компания не примет участия в дополнительных капиталоемких проектах.

Как было отмечено выше, Компания владеет долей в КСКП через KMG Kashagan B.V. и несет ответственность за финансирование части программы капитальных расходов на месторождении Кашаган, которые возросли в результате приостановления промышленной добычи в октябре 2013 года и обнаружившейся необходимости замены всей системы трубопровода, до возобновления промышленной добычи в ноябре 2016 года. Не может быть никаких гарантий того, что Компания не понесет дополнительных капитальных расходов, связанных с месторождением Кашаган в будущем. См. раздел *«Коммерческая добыча на месторождении Кашаган началась в ноябре 2016 года после существенных задержек, срывов графика и превышений затрат, и нельзя дать никаких гарантий, что не будет дальнейших срывов или перебоев добычи, или дополнительных капитальных затрат для Компании»*.

Увеличение добычи нефти с Тенгизского месторождения и продолжение коммерческой добычи на месторождении Кашаган потребует увеличения пропускной способности транспортной инфраструктуры. Хотя проект по расширению КТК был завершен в 2017 году, нет никаких гарантий того, что не возникнет необходимость в дальнейшем расширении других проектов, и если такие проекты будут начаты, что финансирование не будет требоваться от Компании.

ТШО реализует проект будущего расширения (или будущего развития) («ПБР») для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Тенгиз, используя технологии существующего завода второго поколения и проекта закачки сырого газа, завершенного в 2008 году. В дополнение к ПБР, ТШО осуществляет проект по управлению устьевым давлением («ПУУД»). Проекты ПБР и ПУУД являются интегрированными проектами, реализуемыми одновременно, с целью увеличения добычи и поддержания производительности существующих мощностей, и ожидаемая стоимость данных проектов в совокупности может достигнуть 36,8 млрд. долларов США (включая резервы на непредвиденные затраты и ожидаемое увеличение стоимости сырья, но без учета расходов на программу буровых работ и предполагая проектную мощность в 12 млн. тонн в год). По состоянию на 31 декабря 2017 года при реализации ПБР и ПУУД в период с июля 2013 года было освоено 12,7 млрд. долларов США. Бюджет проектов ПБР и ПУУД был утвержден в июле 2016 года и работа по проектам, как ожидается, будет завершена к 2022 году. Однако, нет никаких гарантий того, что расходы по данным проектам не будут увеличиваться или что не произойдет задержки. Хотя ТШО рассчитывает оплатить общую стоимость проекта за счет своих собственных денежных потоков, а также в необходимом объеме за счет внешнего финансирования, и на момент составления данного Базового проспекта у Компании отсутствуют обязательства по

финансированию данных проектов, не может быть никакой гарантии того, что ТШО не будет стремиться получить дополнительное финансирование от своих акционеров, в том числе от Компании. Кроме того, Компания и ТШО достигли договоренности о том, что уровень дивидендов, выплачиваемых ТШО Компании, будет зависеть от цены на сырую нефть в соответствующем году. В условиях низкой цены на нефть суммы, необходимые для финансирования ПБР и ПУУД, могут ограничивать средства, доступные для распределения в качестве дивидендов для Компании. В 2015 году дивиденды, выплаченные ТШО своим акционерам, составили 2,4 млрд. долларов США (включая налог у источника выплаты), из которых 402 млн. долларов США (за вычетом сумм, удержанных в счет уплаты налога у источника выплаты) были выплачены в пользу Компании. В результате низких цен на нефть в 2016 году дивиденды со стороны ТШО не выплачивались. По результатам деятельности ТШО за 2017 год в декабре 2017 года среди акционеров ТШО были распределены дивиденды в размере 1,4 млрд. долларов США (включая налог у источника выплаты), из которых 238 млн. долларов США (за вычетом сумм, удержанных в счет уплаты налога у источника выплаты) были выплачены в пользу Компании.

В результате того, что у Компании есть прямая и косвенная доля участия в проекте («Проект «Участок Н») на разведку и разработку участка Нурсултан («Участок Н»), Компания несет ответственность за все обязательства и расходы по программе капитальных затрат Проекта «Участок Н». Ожидается, что доля расходов Компании на геологоразведку на «Участке Н» будет составлять 0,8 млрд. тенге в 2018 году, 5,2 млрд. тенге в 2019 году, 6,0 млрд. тенге в 2020 году, 0,6 млрд. тенге в 2021 году и 0,6 млрд. тенге в 2022 году. Нет никаких гарантий того, что расходы на геологоразведку не будут увеличены или что коммерческая добыча не будет еще раз отложена.

Кроме того, Компания несет ответственность за долю участия в программе капитальных затрат на Карачаганакском месторождении в результате того, что она имеет долю участия (через свое 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак») в КРО. Karachaganak Petroleum Operating B.V. («КРО») в настоящее время 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. Тем не менее, не может быть никаких гарантий, что этот этап расширения будет завершен в соответствии с запланированным графиком или в пределах ожидаемого бюджета.

Инвестиции Компании (самостоятельные или в составе совместного предприятия) в соответствии с некоторыми Контрактами на недропользование (как определено ниже), а также установленные законом расходы на ликвидацию по проектам геологоразведки углеводородов, которые не приводят к коммерческим обнаружениям или запасам, как правило, осуществляются на риск Компании из-за применяемых методов подсчета налоговых выплат для объекта добычи и являются невозвратными относительно их доходной части, производимой Компанией по другим проектам (за исключением случаев, когда такой риск в договорном порядке возлагается на партнеров Компании по совместному предприятию или распределен между ними).

Компания планирует профинансировать значительную часть указанных капитальных затрат за счет чистых денежных средств от ее операционной деятельности (несмотря на то, что Компания имеет ограниченный прямой доступ к денежным потокам и в значительной степени зависит от дивидендов, получаемых от своих дочерних предприятий и совместных предприятий), а также привлечения кредитов от международных банков и осуществления дополнительных выпусков ценных бумаг в рамках Программы. В случае (помимо прочего) снижения мировых цен на нефть Компания, возможно, будет вынуждена финансировать большую часть своих планируемых капитальных затрат за счет внешних источников, включая банковские займы и выпуск долговых ценных бумаг, таких как Облигации, на местных и международных рынках капитала, которые могут быть более дорогими, чем другие источники финансирования. Компания может оказаться не в состоянии привлечь средства, необходимые для финансирования ее будущих капитальных затрат под обеспечение или каким-либо иным образом, на приемлемых условиях или вообще.

Если Компания не сможет привлечь необходимое финансирование от «Самрук-Қазына», Правительства, международных или местных банков, либо на рынках капитала, она будет вынуждена сократить запланированные капитальные затраты или урезать, отложить или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на

способность Компании осуществлять расширение ее деятельности, а если сокращения окажутся достаточно серьезными, это может неблагоприятно отразиться на ее способности поддерживать свою хозяйственную деятельность на текущем уровне.

***Компания имеет заемные средства, в прошлом приняла долгосрочную программу развития, приведшую к увеличению долгового бремени, и может принять похожие долгосрочные программы развития в будущем.***

В результате исторически сложившейся стратегии Компании, ориентированной на развитие за счет приобретений и обширную программу капиталовложений, Компания имеет заемные средства, общая сумма которых составляет 4163,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2017 года и 3072,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года.

В 2016-2017 годах Компания завершила ряд капиталоемких и транспортных проектов с совместными предприятиями, в том числе проект модернизации Атырауского НПЗ и ПНХЗ, а также второй этап проекта по строительству на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент (согласно приведенному ниже определению). Общий размер капитальных затрат в связи с проектами модернизации Атырауского НПЗ и ПНХЗ составил 2050,1 млн. долларов США (589,9 млрд. тенге) и 895,5 млн. долларов США (252,1 млрд. тенге), соответственно.

До возобновления промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 2016 года Северо-Каспийский проект, который финансировался Компанией пропорционально ее прямой 8,44%-ной доле участия в Консорциуме по Северо-Каспийскому проекту («КСКП»), которой Компания владеет через KMG Kashagan B.V. (по состоянию на 31 декабря 2017 года), оказался особенно капиталоемким, включая расходы на строительство компрессорного центра, искусственного острова и установку дополнительных компрессоров обратной закачки газа для увеличения мощности существующих установок на месторождении Кашаган. При этом, нет гарантии того, что в будущем Компании не потребуются принять на себя дополнительные обязательства в отношении данного или похожих проектов. См. раздел «Деятельность – Запасы – Проекты по разведке».

ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО»), которое представляет собой совместное предприятие между Компанией, Chevron Overseas, ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. и LukArco B.V., является оператором месторождения Тенгиз в западном Казахстане, являющегося одним из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по оцененным запасам категорий А+В+С1. Невзирая на то, что ТШО рассчитывает финансировать свои соответствующие капиталовложения за счет своих собственных денежных потоков или за счет безоборотного внешнего финансирования, а также на то, что у Компании отсутствуют какие-либо обязательства по предоставлению средств ТШО, не может быть никаких гарантий того, что в будущем от Компании не потребуются предоставить денежные средства или гарантии для покрытия всей или части суммы таких капиталовложений.

В отличие от последних лет (и помимо строительства трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент между 2018 и 2019 годами (со сметной стоимостью в размере 109,2 млрд. тенге для облегчения транспортировки газа в Китай)), Компания ожидает, что подавляющая часть ее обязательств по капиталовложениям в 2018 году будет направлена на поддержание уровней добычи РД КМГ, которые, по предположениям Компании, могут оказать положительное воздействие на соотношение между ее собственным и заемным капиталом.

При этом, в будущем Компания может по решению или указанию приступить к осуществлению новых капиталоемких проектов. Соответственно, нельзя гарантировать, что Компания будет способна финансировать все свои текущие или будущие программы капиталовложений или их подавляющую часть за счет денежных ресурсов Компании, внутригруппового финансирования или внешнего финансирования.

Также не может быть никаких гарантий, что уровень задолженности Компании не будет продолжать увеличиваться в будущем, что Компания продолжит выполнять ограничительные условия (кованты) по своим кредитам, или что Компания будет в состоянии рефинансировать свою задолженность при наступлении срока погашения на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании, либо рефинансировать вообще. Любая неудачная попытка дочерних предприятий Компании рефинансировать свою непогашенную задолженность может привести к снижению дивидендов, выплачиваемых в пользу КМГ, что в свою очередь может повлиять на доходы и денежный поток Компании. Кроме того, если Компания не сможет рефинансировать

свою непогашенную задолженность, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. См. раздел *«Для осуществления своей деятельности Компания в прошлом нуждалась в значительных капитальных затратах, и Компания может оказаться не в состоянии финансировать свои будущие капитальные затраты»* и *«Компания обязана соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия»*.

***Добыча и другая деятельность Компании может быть сокращена из-за неблагоприятных погодных явлений.***

Климат в Казахстане характеризуется суровыми зимами 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. Крайне суровые погодные условия и удаленность некоторых объектов Компании могут осложнить доступ к ним для оперативного проведения ремонтных работ или технического обслуживания. Кроме того, зимние штормы негативно влияют на уровень добычи Компании в связи с невозможностью персонала и оборудования добраться до буровых площадок или других мощностей. Нет никаких гарантий того, что дальнейшие такие явления или особые явления погоды не окажут неблагоприятное воздействие на деятельность Компании, что в свою очередь окажет существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности 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; при этом, могут возникать задержки в обеспечении доступа к необходимым материалам для проведения необходимого ремонта и технического обслуживания. Кроме того, поломки или неисправности оборудования, влияющие на некоторые основные производственные мощности Компании, такие как транспортные объекты Компании, а также взаимодействие между промышленной системой сбора нефти и газа и ее перерабатывающими мощностями, могут в свою очередь повлиять на способность Компании по использованию своих производственных мощностей и значительно сократить или остановить добычу. Кроме того, деятельность в отдельных районах подвергается риску, который вызван слаборазвитой инфраструктурой, такой как отключение электричества, что может сократить добычу нефти. В силу удаленности многих производственных объектов Компании ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для террористических актов, саботажа и стихийных бедствий. В результате этого Компания может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие акты или устранить ущерб, возникший в результате таких актов, которые могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности 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 методики.***

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, доходы по ним могут оказаться существенно ниже ожидаемых 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.

Данные по объемам запасов, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, если не указано иное, взяты из анализа запасов, подготовленного в соответствии с казахстанской методикой 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 методики, 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 методики, 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 методикой 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.

***Доходы Компании от транспортировки природного газа в значительной степени зависят от объемов природного газа, транспортируемых ПАО «Газпром», которые, в свою очередь, зависят от мирового спроса на природный газ.***

Хотя Компания приложила усилия для расширения своей клиентской базы, в том числе впервые начав осуществление поставок газа в Китай в октябре 2017 года, у ИЦА – газотранспортного дочернего предприятия Компании – отсутствует диверсифицированная клиентская база. Доходы ИЦА в значительной степени зависят от объемов природного газа, транспортируемых по казахстанской системе транспортировки природного газа для ПАО «Газпром» (российской государственной нефтегазовой компании), который является ее единственным крупнейшим клиентом за все последние периоды: на его долю приходится 28,8%, 43,9% и 57,2% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. В период с 2017 года ПАО «Газпром» и ИЦА заключили контракты на услуги транспортировки газа на ежегодной основе. В соответствии с контрактами, заключенными с 2017 года, определенных объемов «транспортируй или плати» нет, и оплата основывается на объемах транспортируемого газа. В связи с нестабильностью и беспорядками на Украине, начиная с 2014 года 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, на объемы газа, которые компания транспортирует через ИЦА, и на способность Компании обслуживать ПАО «Газпром».

Требования ПАО «Газпром» по объемам транзитного газа из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана зависят от спроса на газ в России, Украине, Восточной Европе и, в меньшей степени, в Западной Европе, а также от отношений между Россией, Туркменистаном и Узбекистаном. 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. Цены на природный газ также могут влиять на спрос природного газа. 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, и находятся вне контроля Компании. 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 нефтепродукты, изменение мирового спроса на природный газ или спроса на природный газ со стороны ПАО «Газпром» или в договоренностях ПАО «Газпром» с поставщиками в Туркменистане, Узбекистане и Казахстане или в прочих случаях, изменение в условиях контрактов между ИЦА и ПАО «Газпром», изменение способности Компании обслуживать ПАО «Газпром» 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 развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Компания, косвенно контролируемая Правительством, подвержена риску вмешательства со стороны Правительства.***

*Правительство может повлиять на назначение или смещение членов руководства Компании.*

Компания создана в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство через «Самрук-Қазына» и НБРК является 100%-ным косвенным владельцем Компании и, соответственно, может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности членов Совета директоров и руководителей Компании и ее дочерних предприятий.

В феврале 2014 года «Самрук-Қазына» расширил свою «Программу трансформации бизнеса», цель которой состояла в повышении финансовой и операционной эффективности компаний группы компаний «Самрук-Қазына», включая Компанию, внедрении международных передовых методов, диверсификации экономики и повышении социальной ответственности в Казахстане, что в итоге должно повысить ценность компаний группы «Самрук-Қазына». В рамках «Программы трансформации бизнеса» в марте 2014 года г-н Фрэнк Куйлаарс, который с 2006 года входил в Совет директоров в качестве независимого директора, был назначен председателем Совета директоров. В сентябре 2016 года Совет директоров утвердил новую организационную структуру Компании в соответствии с «Программой трансформации бизнеса» и лучшей международной практикой для вертикально интегрированных нефтяных компаний, в соответствии с которой был изменен состав Совета директоров. В июне 2017 года и в соответствии с положениями корпоративного кодекса управления Компании, который устанавливает рекомендованный максимальный срок службы Председателя Совета директоров, «Самрук-Қазына» объявила о смене г-на Куйлаарса на посту Председателя Совета директоров г-ном Кристофером Уолтоном. См. раздел «Руководство».

Еще одним примером способности Правительства назначать на должность или снимать с должности руководство Компании может служить то, как в 2016 году г-н Бейсенгалиев, г-жа Грюал и г-н Карабалин были назначены в Совет директоров в качестве представителей «Самрук-Қазына». В 2017 году г-н Уайт был назначен в качестве нового независимого директора Компании (на смену г-ну Бейсенгалиеву и г-ну Лейну) в соответствии с правилами корпоративного управления «Самрук-Қазына». Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что Правительство не будет осуществлять дальнейших или частых изменений в структуре руководства Компании, что может нарушать ход осуществления ее деятельности.

В феврале 2018 года Президент также поручил Правительству и «Самрук-Қазына» провести дальнейший пересмотр трансформационной программы «Самрук-Қазына» и эффективности руководства компаниями, входящими в группу компаний «Самрук-Қазына». Соответственно, по результатам более глубокого пересмотра могут произойти дальнейшие изменения в руководстве Компанией со стороны Правительства и «Самрук-Қазына».

*Правительство может потребовать проведение приватизации определенных активов Компании.*

Правительство также определило подлежащие приватизации компании Группы. В сентябре 2015 года Правительство Казахстана объявило о планах запуска новой, крупномасштабной приватизационной программы. 30 декабря 2016 года Правительством принято Постановление №1141, в котором изложен «Комплексный план приватизации» Правительства, который должен быть реализован в период с 2016 по 2020 годы («**Комплексный план приватизации 2016 года**»). Комплексный план приватизации 2016 года включает список национальных компаний и дочерних предприятий национальных компаний, включая Компанию и некоторые ее дочерние предприятия, а также национальные холдинговые компании, которые были определены как кандидаты, подлежащие приватизации. В соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года Компания 8 ноября 2017 года осуществила отчуждение 100% акций АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» («**Евро-Азия Эйр**») и предполагает продать некоторые дополнительные непрофильные активы, включая 51% акций АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот» («**Казмортрансфлот**») (реализацию планируется завершить до конца 2019 года при условии определения подходящего покупателя), 100% акций Компании в Казахстанско-Британском Техническом Университете и 100% акций компаний Rominsolve Valves IAIFO SRL, Global Security System SA и Palplast SA, каждая из которых является дочерним предприятием компании KazMunayGas International N.V. («**KMG International**»). Способ и сроки любой такой реализации еще не были согласованы и подлежат рассмотрению и согласованию с независимыми консультантами. При этом, не может быть никаких гарантий касательно условий, на которых эти активы будут реализованы, если вообще будут.

Хотя Комплексный план приватизации 2016 года также предполагает отчуждение Компанией определенных долей участия в Атырауском НПЗ, ПНХЗ и Шымкентском НПЗ, после слияния КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года Правительство приняло Постановление от 10 марта 2018 года об исключении данных НПЗ из списка приватизируемых предприятий. Если они все же будут приватизированы, это предполагается сделать в контексте первоначального открытого размещения или приватизации Компании.

В соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года, в декабре 2016 года Компания заключила соглашение о продаже 51% акций KMG International в пользу China Energy Company Limited («**CEFC**»). После публичных заявлений Премьер-министра и Министра энергетики Румынии, в которых прозвучал отказ в продлении существующего соглашения с KMG International об урегулировании исторической задолженности, 15 декабря 2017 года Компания и CEFC подписали соглашение об отсрочке даты закрытия Предполагаемой продажи KMG International/CEFC (согласно приведенному ниже определению) до 30 июня 2018 года, при условии выполнения определенных отлагательных условий. После Предполагаемой продажи KMG International/CEFC Компании будет принадлежать 49% акций KMG International, и хотя Компания может в будущем рассмотреть вопрос о продаже дополнительных акций KMG International, в кратко- и среднесрочной перспективе Компания планирует продавать значительную часть своих розничных продуктов через KMG International, обеспечивая Компании доступ и присутствие в европейском сегменте переработки и продажи нефти и газа без необходимости дополнительных вложений.

Также Комплексный план приватизации 2016 года предусматривает возможное первоначальное открытое размещение неконтрольного пакета акций «Самрук-Қазына» в Компании, несмотря на то, что условия и период любого такого размещения еще не были окончательно утверждены.

*Правительство может принять решение об осуществлении Компанией или членом Группы деятельности, которая не соответствует интересам держателей Облигаций.*

Обладая конечным контролем над Компанией, Правительство может оказывать влияние на ее деятельность. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Правительство не примет решение об осуществлении Компанией деятельности, которая может оказать существенное воздействие на способность Компании осуществлять коммерческую деятельность или деятельность, которая отвечает интересам держателей Облигаций. Как уже происходило в прошлом с государственными компаниями, Правительство может распорядиться о том, чтобы Компания и особенно ее транспортные дочерние предприятия осуществляли косвенные субсидии на местном уровне через регулируемые внутренние транспортные тарифы по ставкам ниже

рыночных. Кроме того, Правительство может потребовать от Компании продавать газ по ценам ниже рыночных (как оно делало это в предыдущие годы), осуществлять деятельность, не связанную с ее основной деятельностью, или приобретать активы не на коммерческой основе. Правительство может также наложить на Компанию иные социальные обязательства, такие как, например, строительство социальной инфраструктуры и инфраструктуры отдыха, осуществление благотворительной деятельности и программ по развитию местной инфраструктуры, что существенно увеличивает капитальные расходы Компании.

***Правительство требовало в прошлом и может потребовать в будущем осуществления Компанией поставок сырой нефти на местные НПЗ по ценам, которые значительно ниже цен на международных рынках, в целях реализации государственных программ социального и экономического развития.***

Правительство требовало в прошлом, чтобы все нефтедобывающие предприятия Казахстана, включая Компанию, поставляли часть добываемой ими сырой нефти на НПЗ для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом, в сельскохозяйственном секторе. До апреля 2016 года РД КМГ имел обязательства по поставке 1,9 млн. тонн сырой нефти на местный рынок по сниженным ценам, которые РД КМГ выполнил, поставляя сырую нефть КМГ-ПМ, который затем использовал Атырауский НПЗ для переработки нефти для дальнейшего сбыта по каналам КМГ-ПМ. С апреля 2016 года РД КМГ выполнял свои обязательства по поставке сырой нефти на местные нефтеперерабатывающие заводы, поставляя сырую нефть на предприятия КМГ-ПМ (и с 1 декабря 2017 года, после слияния Компании и КМГ-ПМ, на предприятия Компании) для переработки (с оплатой стоимости переработки), а затем самостоятельно продавая нефть (вместо того, чтобы изначально продавать такую нефть КМГ-ПМ). Не может быть никаких гарантий того, что Правительство вновь не выдвинет такого требования в будущем, в частности, если вырастут цены на международном рынке. Кроме того, Правительство регулирует цены на определенные нефтепродукты, которые Компания продает по ценам ниже международных рыночных, а также объемы продаваемых таким образом нефтепродуктов и их приобретателей, что может быть неприбыльным для нефтеперерабатывающих заводов.

По мере роста объемов потребления нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке Правительство может обязать Компанию продавать большую часть своей продукции в целях реализации социальных проектов. 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. 26 июня 2015 года Государство дополнительно ввело временный запрет на экспорт легких и средних фракций и производных продуктов, керосина, газойлей и других нефтепродуктов сроком на шесть месяцев. Этот запрет был отменен в августе 2016 года после девальвации тенге. Однако не может быть никаких гарантий того, что в будущем не будут введены дополнительные запреты.

Правительство также устанавливает максимальные розничные цены на некоторые виды бензина и дизельного топлива. См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Ценовое регулирование»*. Когда Компания осуществляет поставки сырой нефти и производит нефтепродукты в соответствии с обязательной социальной политикой или с требованиями Правительства или к ней применяется запрет на экспорт, Компания получает от продажи соответствующей продукции значительно меньше дохода, чем от продажи сырой нефти и нефтепродуктов на экспортных рынках по ценам международного рынка, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Правительство может устанавливать регулируемые тарифы на транспортировку нефти и газа ниже рыночных.***

Тарифы Компании на внутреннюю транспортировку нефти и природного газа регулируются и утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан («Комитет по естественным монополиям»). АО «КазТрансОйл» («КТО») и АО «КазТрансГаз» («КТГ») (каждое через свои соответствующие дочерние предприятия), каждое из которых классифицируется как субъект естественной монополии, взимают с дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, а также с поставщиков

фиксированные тарифы за транспортировку по своим трубопроводным системам. После утверждения тарифы продолжают действовать с предоставлением Компании права обращаться в Комитет по естественным монополиям с запросом о пересмотре и изменении таких тарифов. Комитет по естественным монополиям также имеет право инициировать пересмотр тарифов на транспортировку.

В связи с недавними поправками, внесенными в законы и нормативные положения Казахстана в области естественных монополий (См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Регулируемые тарифы на транспортировку»*), в настоящее время только местные тарифы на транспортировку должны быть утверждены Комитетом по естественным монополиям, и соответственно, тарифы на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу больше не подлежат утверждению регулирующим органом. При этом, тарифы на экспорт и транзитную транспортировку все еще зависят от местных тарифов на транспортировку, так как сырая нефть транспортируется через те же самые трубопроводы по Казахстану, независимо от их конечного пункта назначения (экспорт или местный рынок). Кроме того, тарифы на транспортировку, применяемые КТО и КТГ на внутреннем рынке, в значительной степени обусловлены социальными и политическими соображениями, и исторически удерживались на неестественно низком уровне. Компания не может дать никаких гарантий того, что какие-либо действия Комитета по естественным монополиям при определении тарифов на транспортировку нефти и газа на уровне ниже рыночного не окажут существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

***Правительство назначило КТГ «национальным оператором» для транспортировки газа.***

Законом «О газе и газоснабжении» (№532-IV от 9 января 2012 года) («Закон о газе») было введено понятие «национального оператора» для транспортировки газа, и КТГ был назначен таким оператором по Закону о газе. Как национальный оператор КТГ получил приоритетное право на покупку всего попутного газа, добываемого в Казахстане, по регулируемой цене, для последующей продажи с надбавкой на внутреннем рынке с целью использования значительной части надбавки для модернизации и расширения внутренней сети. При этом, нет никакой гарантии того, что КТГ останется национальным оператором, или в отношении того, какие условия будут предъявляться КТГ в этом качестве Правительством. Например, продажи КТГ товарного газа на оптовом рынке были неприбыльными в период с 1 июля 2015 по 31 декабря 2017 года, потому что фактическая цена товарного газа была значительно выше максимальных оптовых цен, утвержденных Комитетом по естественным монополиям. Ожидается, что КТГ преодолет порог рентабельности по продажам товарного газа на оптовом рынке к 2021 году. К тому же существует неопределенность относительно того, какое влияние будет оказывать установленная цена на производственные и эксплуатационные активы Компании в будущем. Низкие цены могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Компания подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятным изменениям в законодательстве и регулировании.***

Нефтегазовая промышленность является основой казахстанской экономики и перспективой ее дальнейшего развития. Можно ожидать, что нефтегазовая промышленность будет оставаться в фокусе внимания и дебатов. В схожих обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или ре-национализации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, применения законов или норм, 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 курсом обмена или контроля над капиталами, и другие риски.

3 ноября 2007 года было введено в действие законодательство, предоставляющее Правительству право инициировать пересмотр условий недропользования, а в определенных обстоятельствах и одностороннее расторжение соглашений о разделе продукции («СРП») и других контрактов в отношении месторождений, имеющих стратегическое значение. Кодекс о недрах, который вступит в силу 29 июня 2018 года, вносит изменения в критерии отнесения к участкам недр и месторождениям, имеющим стратегическое значение, и соответственно, Правительство

Казахстана в ближайшие месяцы должно утвердить новый перечень таких участков недр и месторождений, имеющих стратегическое значение. См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Закон о недрах 2010 года – Приоритетное право Государства»*.

Время от времени Правительство объявляет о введении временных запретов на экспорт нефтепродуктов, которые обычно действуют в течение шести месяцев (хотя такие запреты могут быть продлены). Такие запреты направлены на обеспечение защиты местных потребителей от растущих цен на нефтепродукты, таких как дизельное топливо и бензин, путем устранения иностранного спроса на такие продукты, который, как предполагается, поднимает цены на внутреннем рынке. Такие отрасли экономики, как сельское хозяйство, испытали особенно значительное отрицательное влияние роста цен на нефтепродукты. 1 июля 2014 года Правительство дополнительно ввело временный запрет на экспорт легких фракций и производных продуктов, керосина, газойлей и других нефтепродуктов сроком на шесть месяцев. 26 июня 2015 года Правительство ввело дополнительный временный запрет на экспорт легких и средних фракций и производных продуктов, газойлей и других нефтепродуктов сроком на шесть месяцев. Далее, с 1 января 2014 года в Казахстане введен запрет на экспорт светлых нефтепродуктов отечественного производства, включая бензин и дизтопливо, за пределы Таможенного союза, до 1 января 2019 года в соответствии с двусторонним соглашением между Казахстаном и Россией. Министерство энергетики объявило о рассмотрении вопроса о снятии запрета с целью поддержания прибыльности казахстанских НПЗ. В случае, когда Компания обязана поставлять сырую нефть и нефтепродукты на местный рынок по требованию Правительства либо вследствие запрета на экспорт продукции, такие продажи, как правило, приносят значительно меньший доход, чем продажи сырой нефти и нефтепродуктов на экспортном рынке по преобладающим на нем ценам, что может негативно отразиться на хозяйственной деятельности, перспективах, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

В декабре 2017 года Парламент принял Кодекс о недрах, который вступит в силу 29 июня 2018 года и заменит собой Закон о недрах 2010 года (ключевой закон, регулирующий деятельность Компании и ее Группы). Хотя в соответствии с Кодексом о недрах Компания сохранит за собой все существенные привилегии, которые были предоставлены ей Законом о недрах 2010 года как национальной нефтегазовой компании, нет никакой уверенности в том, что в будущем не будут внесены дальнейшие изменения, которые окажут существенное неблагоприятное воздействие на текущие права и привилегии Компании.

Помимо этого, 25 декабря 2017 года в Казахстане был принят новый Налоговый кодекс, который вступил в силу 1 января 2018 года (**«Налоговый кодекс 2018 года»**). Налоговым кодексом 2018 года введен, среди прочего, альтернативный налог на недропользование, применимый к отдельным видам нефтяных месторождений, а также значительно пересмотрен ряд общих принципов налогообложения в Казахстане.

Хотя на дату настоящего Базового проспекта Компания не может определить, окажет ли Кодекс о недрах или Налоговый кодекс 2018 года существенное неблагоприятное воздействие на ее хозяйственную деятельность, финансовое положение или результаты ее деятельности, поскольку ни Кодекс о недрах, ни Налоговый кодекс 2018 года еще не были проверены на практике, не может быть никакой уверенности в том, что данные кодексы не окажут существенное неблагоприятное воздействие на Компанию в будущем.

***К операциям, осуществляемым Компанией в ходе обычной деятельности, применяются изменяющиеся и неоднозначные требования по защите окружающей среды, охране здоровья и технике безопасности, несоблюдение которых может привести к серьезным штрафам и приостановке или полному безвозвратному прекращению затронутых видов деятельности.***

Деятельность Компании подвержена экологическим рискам, характерным практически для всех аспектов ее деятельности, включая разведку, добычу, транспортировку и переработку нефти и газа. Имеется ряд вопросов по охране окружающей среды, связанных с имеющимися и прошлыми объектами, возникшими в результате деятельности дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, а также их предшественников. Основные обязательства Компании на сегодняшний день возникли в связи загрязнением почвы, сжиганием попутного газа, сбросом сточных вод и разливами нефти.

Несмотря на то, что уровень загрязнения и расходы на очистку достаточно сложно оценить, дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании, как и большинство других нефтегазовых компаний на территории бывшего Советского Союза, несут доставшееся с советских времен бремя плохого управления в сфере охраны окружающей среды. Существуют проблемы, связанные с истощением месторождений на бывших производственных участках, некоторые из которых эксплуатируются более 30 лет. Вследствие низкого уровня знаний в области охраны окружающей среды в прошлом произошло несколько случаев утечки нефти из-за выхода из строя трубопроводов. Временные коллекторы для хранения бурового шлама, жидких отходов и нефти не ремонтировались и должным образом не утилизировались, что привело к фактам серьезного загрязнения окружающей среды в Атырауской и Мангистауской областях. В более чем 500 коллекторах, которые находятся в этих областях, хранится от 3,7 до 7,3 млн. баррелей отходов добычи нефти в целом, которые в некоторых местах просочились в верхний слой почвы на глубину до 10-15 см. Общая площадь, загрязненная отходами нефтедобычи, в Атырауской и Мангистауской областях составляет приблизительно 2,0 км<sup>2</sup>.

В Казахстане продолжает развиваться законодательная база, связанная с вопросами защиты окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности. Вводятся более строгие природоохранные требования, такие как касающиеся, например, регулирования выбросов в атмосферу или сброса сточных вод, утилизации и переработки твердых и опасных отходов, землепользования и рекультивации и восстановления загрязненных земель, а экологические органы применяют более строгое толкование природоохранного законодательства. Кроме того, ЕАЭС ввел сроки на соответствие стандартам Евро 4 и Евро 5 экологических требований к 2017 году и 2018 году, соответственно. Компания не может дать никаких гарантий того, что законодатели Казахстана или ЕАЭС не введут дополнительные, более жесткие, экологические требования для Компании. Соблюдение природоохранных требований требует от Компании принятия определенных мер, связанных с хранением, обращением, транспортировкой, переработкой или утилизацией опасных материалов и отходов, а также устранением загрязнения, что может повлечь значительные затраты для Компании.

Затраты на соблюдение природоохранных требований в будущем и обязательства, которые могут возникнуть или уже возникли вследствие какого-либо ущерба окружающей среде, нанесенного Компанией, могут оказаться существенными. Более того, на Компанию могут оказать неблагоприятное воздействие возможные в будущем иски и штрафы, предъявляемые в отношении какого-либо дочернего предприятия, совместного предприятия или ассоциированной компании Компании со стороны органов экологического контроля, включая возможное временное прекращение или отзыв одной или нескольких лицензий на недропользование или экологических разрешений, имеющихся у Компании. В случае, если какие-либо суммы, резервируемые на счетах Компании на расходы по погашению обязательств, возникающих в связи с нарушением природоохранных требований, окажутся недостаточными, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Хотя Компания обязана соблюдать все действующие природоохранные законы и нормативно-правовые акты, учитывая меняющийся характер природоохранных требований, Компания не может гарантировать их полное соблюдение постоянно. В случае любого несоблюдения таких природоохранных требований, среди прочего, Компания может быть привлечена к гражданской ответственности и к ней могут быть применены штрафные санкции с временным или полным прекращением соответствующих операций. Любое применение штрафов за нарушение требований природоохранного законодательства, увеличение затрат, связанных с соблюдением природоохранных требований, временным прекращением или отзывом лицензий или контрактов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того, в марте 2009 года Президент Казахстана подписал закон о ратификации Киотского протокола («**Киотский протокол**») к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата («**РКИК ООН**»), который направлен на ограничение или отказ от выбросов парниковых газов, таких как двуокись углерода. Реализация Киотского протокола в Казахстане может оказать влияние на экологическое регулирование в Казахстане. В сентябре 2015 года

Казахстан представил в РКИК ООН свой «Предполагаемый национально определяемый вклад», в котором Казахстан заявил, что намерен достичь в масштабах всей экономики целевого показателя 15-25% сокращения выбросов парниковых газов к 2030 году по сравнению с 1990 годом. В то время как Казахстан приостановил действие некоторых законодательных норм по парниковым газам, включая распределение и торговлю квотами, до 1 января 2018 года, в январе 2018 года предыдущие квоты были заменены новыми. См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Экологические разрешения*». Эффект от ратификации Киотского протокола в других странах до сих пор неясен, и соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом, неизвестны и могут быть значительными. Тем не менее, вероятным эффектом будет увеличение расходов на электроэнергию и транспортировку, ограничение уровней выбросов, взимание дополнительных платежей за выбросы сверх разрешенных уровней и увеличение издержек на осуществление мониторинга, предоставление информации и составление финансовой отчетности. Увеличение этих расходов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Деятельность дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании зависит от исполнения обязательств, предусмотренных соответствующими лицензиями, контрактами и программами разработки месторождений.***

Деятельность Компании должна осуществляться в соответствии с условиями заключенных ею Контрактов на недропользование и годовых рабочих программ и бюджетов, как предусмотрено в Контрактах на недропользование. Закон предусматривает возможность наложения штрафов и досрочного расторжения Контракта на недропользование в случае нарушения недропользователем своих обязательств, предусмотренных соответствующим Контрактом на недропользование.

В декабре 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах и недропользовании («**Кодекс о недрах**»), который вступит в силу и заменит собой Закон «О недрах и недропользовании» № 291-IV от 24 июня 2010 года (далее со всеми поправками – «**Закон о недрах 2010 года**») 29 июня 2018 года. В Кодексе о недрах сохранен контроль Правительства над природными ресурсами, включая добычу нефти и газа. В частности, Кодекс о недрах устанавливает определенные обстоятельства, при которых предусмотрено приостановление действия или досрочное расторжение Контрактов на недропользование либо наложение штрафов на недропользователей, таких как Компания.

Государственные органы могут проверять и периодически проверяют соблюдение Компанией положений Контрактов на недропользование, и соответственно, Компания не может дать никаких гарантий того, что мнение государственных органов в отношении разработки месторождений Компанией или соблюдения условий соответствующих Контрактов на недропользование будет совпадать с мнением Компании, а это может привести к возникновению неразрешимых разногласий. Приостановление, отмена или расторжение любого Контракта на недропользование Компании, а также любые задержки в текущей разработке месторождений или в проведении операций по добыче на таких месторождениях Компании вследствие таких разногласий могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Компания сталкивается с опасностями и рисками в процессе бурения, разведки и добычи, что может повлиять на способность Компании производить добычу сырой нефти и газа в ожидаемых объемах и с ожидаемыми затратами.***

Будущий успех деятельности Компании зависит отчасти от ее способности и от способности ее дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний осуществлять разработку запасов сырой нефти и газа экономически выгодным и своевременным образом. Деятельность Компании, связанная с бурением, может оказаться неэффективной, а фактические затраты на бурение и эксплуатацию скважин и на завершение капитального ремонта скважин отразятся на прибыли Компании. В силу геологических сложностей, возникающих в бассейне Каспийского моря, а также вследствие того, что Каспийское море не впадает в океан, в регионе имеются лишь несколько поставщиков услуг, которые имеют соответствующее оборудование для бурения на море. Работающие в регионе нефтяные операторы в настоящее время проходят длительный период разработки для получения возможности использовать морские буровые установки, находящиеся в Каспийском море. Отсутствие сервисного оборудования, в том числе

буровых платформ, может замедлить выполнение разведочных работ, особенно на месторождении Кашаган.

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, сбои 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, а также отсутствие или задержки в предоставлении буровых установок и поставок оборудования. Кроме того, некоторые из разрешений в области разведок Компании ограничены, такие как глубина бурения.

Кроме того, в рамках программы Компании по разведке сырой нефти и газа некоторые скважины могут оказаться непродуктивными или эксплуатация некоторых скважин может оказаться экономически нецелесообразной. В частности, коммерческая добыча на месторождении Кашаган, начать которую первоначально планировалось в 2005 году, несколько раз откладывалась на значительный период. С момента возобновления коммерческой добычи в ноябре 2016 года на месторождении Кашаган возникали определенные проблемы с первоначальной закачкой, которые повлияли на первоначальные уровни добычи. Не может быть никаких гарантий того, что подобные проблемы с закачкой не возникнут снова или что не произойдут дальнейшие остановки или задержки, как на месторождении Кашаган, так и в другом месте.

Производственная деятельность Компании также подвержена рискам, связанным с возможными стихийными бедствиями, пожарами, взрывами, нерегулируемыми выбросами, встречающимися толщами с аномально высоким пластовым давлением и уровнем воды, образованием кратеров и разливами нефти, каждый 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 к дополнительным затратам или претензиям или искам в отношении дочерних предприятий, совместных предприятий или ассоциированных компаний Компании.

Любые из вышеперечисленных факторов опасности и рисков, связанных с бурением, добычей и разведкой могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

#### ***Компания подвергается влиянию банковского сектора Казахстана.***

В последние несколько лет Компания распределила свою избыточную ликвидность примерно поровну между международными банками (в том числе, между местными филиалами международных банков), с одной стороны, и казахстанскими банками – с другой. В 2017 году казахстанская банковская система в целом понесла 18,7 млрд. тенге убытков после уплаты всех налогов. Кроме того, банковский сектор характеризуется высокой степенью концентрированности: более половины всех вкладов находятся в пяти крупнейших банках. Невзирая на принятие соответствующих мер для снижения подобных системных рисков, процесс внедрения этих мер еще не завершен и существует риск того, что могут потребоваться дополнительные реформы, о результате которых с уверенностью говорить нельзя. Кроме того, существует риск того, что банковскому сектору потребуется дополнительная финансовая помощь со стороны Правительства, которую оно не пожелает и/или не сможет предоставить.

По состоянию на 31 декабря 2017 года уровни текущих расчетных и депозитных счетов Компании в казахстанских банках составляли 2,3 млрд. долларов США (против 3,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2016 года и 2,5 млрд. долларов США на 31 декабря 2015 года), из которых 2,2 млрд. долларов США приходились на долю пяти крупнейших банков Казахстана (по сравнению с 2,9 млрд. долларов США на 31 декабря 2016 года и 2,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2015 года).

В октябре 2017 года Компания признала обесценение активов в отношении депозитов и денежных средств на текущих счетах в размере 27,9 млрд. тенге в связи с ухудшающимся финансовым

состоянием АО «Банк «Bank RBK». На основании коэффициента общей ликвидности Компания определила возобновляемую сумму депозитов и признала убытки от обесценения финансовых активов в размере 7,0 млрд. тенге. В результате этого текущая балансовая стоимость депозитов и денежных средств на текущих счетах составила 20,9 млрд. тенге после обесценения. В ноябре 2017 года между НБРК, Правительством и ТОО «Корпорация Казахмыс» («ККМ») было заключено рамочное соглашение, предусматривающее ряд комплексных мер по улучшению финансового положения АО «Банк «Bank RBK». Согласно постановлению Правительства от 7 ноября 2017 года, 29 декабря 2017 года депозиты и денежные средства на текущих счетах Компании в АО «Банк «Bank RBK» с балансовой стоимостью в размере 27,9 млрд. тенге были конвертированы в долговые обязательства со сроком погашения в 15 лет, номинальной стоимостью каждой ценной бумаги в 1 тенге и со ставкой вознаграждения в 0,01% в год. В соответствии с условиями таких долговых обязательств, ККМ гарантирует выплату 7,7 млрд. тенге в пользу Компании через пять лет. При этом, не может быть никакой уверенности в том, что АО «Банк «Bank RBK» погасит всю основную сумму долговых обязательств при наступлении срока их погашения или что ККМ выплатит сумму, гарантированную им.

В 2017 году Специализированным межрайонным экономическим судом г. Астана были одобрены соглашения об урегулировании гражданско-правовых споров между Компанией, КМГ-ПМ и АО «Delta Bank» («Delta Bank») в отношении взыскания сумм банковских депозитов Компании и КМГ-ПМ и штрафных процентов, в соответствии с которыми Delta Bank обязался выплатить причитающиеся суммы в течение шести месяцев. При этом, не может быть никакой уверенности в том, что Delta Bank осуществит такие платежи и, соответственно, Компания в своей Финансовой отчетности за 2017 год заложила полные провизии в отношении возможного обесценения активов в размере 11,6 млрд. тенге (36,2 млн. долларов США) в отношении таких депозитов. Нет никакой гарантии того, что Компания также не понесет дополнительные убытки в результате вложений в банковский сектор Казахстана. В случае, если банковский сектор Казахстана испытает трудности, это может привести к фактическому или юридическому замораживанию всех денежных средств Компании или их части, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Компания обязана соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия.***

Компания должна соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия в соответствии с условиями ее задолженности (как в отношении ранее выпущенных Облигаций, так и синдицированных и двусторонних кредитов), которые ограничивают способность Компании привлекать заемные средства и вводят другие ограничения для Компании. События вне контроля Компании в определенной степени влияют на способность компании выполнять свои финансовые обязательства и соблюдать определенные критерии с условиями своей задолженности. В 2015 году, проведя процедуру получения согласий в отношении находящихся в обращении Облигаций в рамках Программы, а также отдельную процедуру получения отказа от прав и согласий на внесение изменений в отношении определенных своих синдицированных и двусторонних кредитных соглашений, Компания смогла внести изменения в некоторые понятия, применимые к финансовым и другим ограничивающим положениям (ковенантам) условий своей задолженности (включая отношение чистого долга к EBITDA), в том числе с целью минимизации воздействия девальвации тенге и снижения цен на сырую нефть на ее финансовые и другие ограничительные условия. 3 апреля 2018 года Компанией был запущен процесс осуществления тендерного предложения и получения согласия («Сделка по управлению привлеченными средствами») с целью выкупа (посредством тендерного предложения либо путем включения положения об обязательном выкупе) определенных серий Облигаций, выпущенных в рамках Программы, которые включают коэффициент привлечения долга и прочие финансовые и другие ограничительные условия, отличающиеся от содержащихся в «Условиях», изложенных в настоящем Базовом проспекте. В случае положительного результата ожидаемый расчетный день по Сделке по управлению привлеченными средствами наступит ориентировочно 4 мая 2018 года.

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 Компания и ее дочерние предприятия соблюдают все применимые финансовые требования, Руководство Компании не может дать никаких гарантий того, что Компания и ее дочерние предприятия будут в состоянии соответствовать критериям финансовых и других ограничительных условий в соответствии с условиями своей соответствующей задолженности, или что она сможет получить согласие на внесение изменений в такие ограничительные условия или получить отказ от права требования их соблюдения в будущем. Если Компания или ее дочерние предприятия будут не в состоянии соблюдать ограничения и соглашения в отношении своей нынешней или будущей задолженности и других соглашений, это может привести к невыполнению денежных обязательств в соответствии с условиями этих соглашений. В случае невыполнения обязательств по этим соглашениям стороны могут прекратить выполнение своих обязательств по дальнейшему предоставлению займов Компании или ее дочерним предприятиям или потребовать досрочного погашения займов и объявить все суммы займов подлежащими незамедлительному погашению, инициируя тем самым события дефолта 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 найти альтернативное финансирование, руководство Компании не может гарантировать, что такое финансирование будет предоставлено на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании.

*До 2016 года финансовые результаты KMG International были отрицательными и негативно отразились на результатах операций Компании по переработке и сбыту нефти.*

KMG International не приносил прибыли с момента приобретения Компанией и до 2016 года. KMG International отчитался о чистой прибыли в размере 28,9 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, и о чистой прибыли в размере 14,0 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, при этом, чистый убыток KMG International за год, закончившейся 31 декабря 2015 года, составил 45,1 млн. долларов США. Отрицательные результаты деятельности KMG International за период до 2016 года были усугублены волатильностью внешних и внутренних цен на сырье и готовую продукцию, а также снижением маржи по переработке готовой продукции. Колебания валютных курсов, затраты на оплату труда и текущая программа капиталовложений KMG International также оказывают неблагоприятное воздействие на результаты деятельности KMG International. Хотя KMG International принес прибыль в 2016 и 2017 годах, Компания не может быть уверена в том, что KMG International не будет продолжать нести убытки в будущем; любые такие убытки будут оказывать неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Кроме того, в ближайшие годы может потребоваться рефинансирование определенных кредитов, привлеченных KMG International. Не может быть никаких гарантий того, что Компания не будет обязана предоставить финансирование или гарантии для покрытия всей или части такого рефинансирования или того, что KMG International будет в состоянии обеспечить такое финансирование на выгодных или приемлемых условиях или обеспечить его вообще.

В соответствии с общей стратегией Компании, уделяющей основное внимание ее деятельности в Казахстане, а также в соответствии с Комплексной программой приватизации Правительства, в декабре 2015 года Компания объявила о заключении договора с компанией CEFC China Energy Company Limited («Договор CEFC») о продаже 51% акций в капитале KMG International, принадлежащих Компании, в пользу CEFC по цене покупки в размере 680 млн. долларов США, подлежащей оплате со стороны CEFC в пользу КМГ («Предполагаемая продажа KMG International/CEFC»). Сделка о совершении Предполагаемой продажи KMG International/CEFC была подписана в декабре 2016 года и в июле 2017 года Компания получила одобрение Верховного совета по национальной безопасности Румынии и антимонопольного агентства Румынии на совершение сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC. Однако,

после публичных заявлений Премьер-министра и Министра энергетики Румынии, в которых прозвучал отказ в продлении существующего соглашения с KMG International об урегулировании исторической задолженности, 15 декабря 2017 года Компания и CEFC подписали соглашение об отсрочке даты закрытия сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC до 30 июня 2018 года. Основными отлагательными условиями для завершения Предполагаемой продажи KMG International/CEFC являются выкуп 26,7% доли участия в Rompetrol Rafinare у Правительства Румынии и создание казахстанско-румынского инвестиционного фонда, через который KMG International должен будет внести вклад в акционерный капитал в размере 150 млн. долларов США. См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International – Конвертируемые облигации Rompetrol». После Предполагаемой продажи KMG International/CEFC Компании будет принадлежать 49% акций KMG International, и хотя Компания может в будущем рассмотреть вопрос о продаже дополнительных акций KMG International, в кратко- и среднесрочной перспективе Компания планирует продавать значительную часть своих розничных продуктов через KMG International, обеспечивая Компании доступ и присутствие в европейском сегменте переработки и продажи нефти и газа без необходимости дополнительных вложений. Компания ожидает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит уровень консолидированного долга КМГ и что впоследствии Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит обслуживание долга Группы и таким образом улучшит ее общее положение ликвидности, а также обеспечит средства, которые Группы сможет использовать с целью поддержания финансовой стабильности Группы. Однако не может быть никаких гарантий того, что предполагаемая продажа будет завершена как предполагается, если вообще завершится. В случае, если предполагаемая продажа не завершится, финансовые результаты KMG International будут продолжать оказывать существенное воздействие на деятельность Компании, ее перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты ее деятельности в будущем, и такое воздействие может быть как положительным, так и отрицательным.

***От Компании может потребоваться показать значительное сокращение поступлений, если она должна будет произвести переоценку гудвилла или других нематериальных активов в результате изменений в допущениях, на которых была основана зарегистрированная стоимость определенных активов.***

По состоянию на 31 декабря 2017 гудвилл Компании составлял 90,0 млрд. тенге в сравнении с 90,0 млрд. тенге на 31 декабря 2016 года и 90,0 млрд. тенге на 31 декабря 2015 года. Пересмотр стоимости гудвилла и других нематериальных активов на предмет их обесценения осуществляется ежегодно или более часто, если какие-либо события или изменившиеся обстоятельства указывают на то, что балансовая стоимость гудвилла может обесцениться.

Компания зафиксировала обесценение стоимости гудвилла на 11,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Компания не зафиксировала обесценение стоимости гудвилла за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2017 года. При проведении проверок на обесценение от Компании требуется произвести оценку экономических выгод от использования соответствующих единиц, генерирующих денежные средства, к которым относится гудвилл. Оценка экономических выгод от использования требует от Компании проведения оценки денежных потоков, ожидаемых в будущем от единицы, генерирующей денежные средства, а также выбора приемлемой ставки дисконтирования для расчета текущей стоимости таких денежных потоков. Соответственно, действительные денежные потоки и стоимость могут в значительной степени отличаться от прогнозируемых на будущее денежных потоков и соответствующей стоимости, полученных при использовании методов дисконтированных денежных потоков. Хотя Компания полагает, что ее оценки и прогнозы адекватны на основании имеющейся в настоящее время информации, действительные показатели работы отдельного актива или группы активов, в отношении которых была проведена проверка на обесценение, могут существенно отличаться от текущих ожиданий. Более того, Компания может внести изменения в допущения, используемые для оценки экономических выгод от использования своих единиц, генерирующих денежные средства. В таком случае может потребоваться снижение текущей балансовой стоимости гудвилла. Любое такое снижение может существенно неблагоприятно повлиять на стоимость активов, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Не может быть никаких гарантий относительно отсутствия какого-либо существенного обесценения гудвилла в будущих периодах.

***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.***

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 («ОФАС») 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. Великобритания, другие государства-члены Европейского союза («Европейский союз» или «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 связи с нестабильностью и беспорядками на Украине с 2014 года США и ЕС наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, включая ПАО «Газпром» (государственная нефтегазовая компания), ПАО «Транснефть» (государственный оператор трубопроводов) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (публичная российская энергетическая компания). Компания поддерживает деловые отношения с каждой из этих трех компаний, в частности получая значительные объемы прибыли от транспортировки газа ПАО «Газпром» по трубопроводам Компании.

Несмотря на то, что Компания не подпадает под действие санкций, не участвует и не планирует участвовать в каких-либо действиях, которые могут стать причиной санкций со стороны соответствующих органов, не существует гарантий того, что санкции в отношении Компании не будут введены в будущем. 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 деятельности Компании.

Кроме того, Компания и ее аффилированные лица являются заемщиками по ряду соглашений о финансировании с российскими банками, включая Сбербанк, в отношении которых были введены санкции. 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.

***Неспособность успешно интегрировать приобретения, совершенные в последнее время или планируемые в будущем, либо завершить планируемые приобретения, может привести к дополнительным расходам и убыткам для Компании.***

Компания существенно расширила свои операции через приобретение участия в различных компаниях и планирует продолжать такое расширение в будущем. Интегрирование приобретенных предприятий требует значительного времени и существенных усилий со стороны

руководства Компании и может потребовать дополнительных капитальных расходов. 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 осуществление 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, результаты и сокращение расходов и издержек, ожидаемые от объединения, могут на самом деле не произойти, и соответственно, фактическая норма прибыли может оказаться ниже ожидаемой. Любая неспособность эффективно интегрировать прошлые или будущие приобретения для привлечения и удержания квалифицированных менеджеров для осуществления надзора за такими приобретениями либо реализации синергии или контроля расходов может отрицательно повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности 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. Например, в декабре 2017 года Компания завершила слияние с КМГ-ПМ, в результате чего Компании принадлежат прямые доли участия в Атырауском НПЗ и ПНХЗ, а также косвенная доля участия в Шымкентском НПЗ через Valsera Holdings B.V. В результате указанного слияния Компания владеет прямой долей участия в ТОО «КМГ-Retail», которому принадлежит сеть АЗС и прочие оперативные средства, ранее принадлежавшие КМГ-ПМ. Целью слияния было повышение эффективности и устранение дублирования функций и обязанностей внутри корпоративной группы Компании. См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – Переработка – Присоединение КМГ-ПМ».

В соответствии с тендерным предложением и предложением по акциям, организованными РД КМГ в декабре 2017 года и январе 2018 года, соответственно, 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по таким предложениям Компания и РД КМГ совместно будут владеть в общей сложности 47 194 539 обыкновенными акциями и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что по состоянию на 8 марта 2018 года РД КМГ были приобретены или получены действительные документы о принятии тендерного предложения в отношении общего количества ГДР в объеме 135 328 231 штуки, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 98,6% находящихся в обращении ГДР, и на момент закрытия торгов на KASE 12 марта 2018 года РД КМГ приобретены или получены заявки на продажу в соответствии с предложением по акциям в отношении общего количества находящихся в обращении обыкновенных акций в объеме 331 677 штук, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 0,5% находящихся в обращении обыкновенных акций (включая обыкновенные акции, представленные в форме ГДР). В результате осуществления тендерного предложения и предложения по акциям возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании. Компания находится в процессе рассмотрения вариантов реинтеграции РД КМГ в состав Компании в контексте своих других трансформационных программ. Предположительно, окончательной датой расчетов по тендерному предложению и предложению по акциям КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

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 деятельности Компании.

***Компания имеет крупные доли участия в совместных предприятиях, в которых она имеет неконтрольную долю участия.***

Компания напрямую или через свои дочерние предприятия участвует в нескольких совместных предприятиях, на долю которых приходится существенная часть текущих и будущих доходов Компании, таких как ТШО, ТОО «КазРосГаз» («**КазРосГаз**»), КСКП, ТОО «СП «Казгермунай» («**Казгермунай**»), АО «Мангистаумунайгаз» («**ММГ**»), и с июня 2012 года Компания владеет (через свое 100% дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак») 10%-ной долей участия (по состоянию на 31 декабря 2017 года) в КРО – консорциуме, действующем в рамках соглашения о совместной деятельности. Компания может в будущем заключать соглашения о создании новых совместных предприятий как способ ведения своей деятельности. Компания не имеет возможности полностью контролировать деятельность или активы этих предприятий, а также не имеет возможности в одностороннем порядке принимать принципиальные решения в отношении таких предприятий. Такой недостаток контроля ограничивает способность Компании оказывать влияние на такие предприятия с тем, чтобы они осуществляли действия, максимально учитывающие возможные интересы Компании, или воздерживались от осуществления действий, которые могли бы неблагоприятным образом сказаться на интересах Компании.

В частности, Компания и ее дочерние предприятия являются участниками нескольких крупных совместных предприятий либо осуществляют инвестиции совместно с контролируемым государством китайскими предприятиями в рамках процесса расширения Китаем своего присутствия в нефтегазовой отрасли Казахстана. Кроме того, контролируемые государством китайские предприятия также предоставляли финансирование или гарантировали финансирование, необходимое для определенных проектов. Такие совместные предприятия и ассоциированные компании включают, среди прочих: (i) PetroKazakhstan Inc. («**PKI**») – нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит China National Petroleum Corporation («**CNPC**»); (ii) CITIC Canada Energy Limited («**CCEL**») – совместное предприятие с CITIC Resources Holding Limited («**CITIC**»); (iii) Товарищество с ограниченной ответственностью «Казахстанско-Китайский Трубопровод» («**ККТ**») – совместное предприятие КТО с China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation («**CNODC**»), которое было учреждено для строительства и эксплуатации Казахстанско-Китайского Трубопровода («**Трубопровод ККТ**»); (iv) ТОО «Азиатский Газопровод» («**АГП**») – совместное предприятие КТГ с CNPC (действующее через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited) для строительства газового трубопровода Туркменистан-Китай через Казахстан, транспортирующего газ из других Центрально-азиатских республик в Китай; (v) ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» («**ГБШ**») – совместное предприятие КТГ и CNPC (действующего через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited) для строительства и использования Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент; (vi) ММГ – нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности Mangistau Investments B.V. («**MIBV**»), которая является совместным предприятием с CNPC Exploration and Development Company Ltd («**CNPC E&D**»), где каждому участнику принадлежит 50% доли участия (по состоянию на 31 декабря 2017 года); и (vii) АО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайГас» («**МунайГас**»), являющееся оператором трубопровода Кенкияк-Атырау и в котором CNPC E&D владеет 49,0%-ной долей участия. Китайские предприятия, будь то частные или государственные, имеют значительный контроль над этими проектами. Хотя отношения между Компанией и китайскими партнерами в целом благоприятны и Руководство Компании не предвидит никаких ухудшений в своих отношениях с китайскими партнерами, Компания не может быть уверена в том, что отношения сохранятся на таком уровне и в будущем. Кроме того, Закон о национальной безопасности Казахстана разрешает устанавливать ограничения на инвестиции, если такие инвестиции могут нанести вред национальной безопасности. Следовательно, ухудшение отношений с китайскими партнерами или ухудшение межгосударственных отношений между Китаем и Казахстаном может негативно повлиять на эти различные совместные предприятия и соответственно на деятельность Компании.

***Компания периодически привлекается к участию в процессуальных действиях.***

Как многие крупные компании, Компания привлекается к участию в процессуальных действиях, расследованиях и проверках регулирующих органов и иных видах судебных разбирательств, периодически возбуждаемых третьими сторонами. В силу природы подобных разбирательств Компания не в состоянии предвидеть или определить исход всех таких процессов. Также нельзя

исключать вероятность проведения регулирующими органами в одной из юрисдикций, в которых осуществляется деятельность Компании, проверки сделок, заключенных ранее, в том числе в связи с обстоятельствами, относящимися к членам Группы до приобретения соответствующей компании Компанией. К примеру, KMG International принимает участие в ряде разбирательств, начатых Следственным управлением Румынии по борьбе с организованной преступностью и терроризмом по факту обвинений в совершении таких преступлений, как, среди прочих, присвоение имущества, легализация незаконных доходов, инсайдерские торговые операции и незаконные действия на рынке капитала, выдвинутых против бывшего председателя Совета директоров и Генерального директора и бывшего миноритарного акционера, а также против бывшего финансового директора компании KMG International (на тот момент The Rompetrol Group N.V.) и еще десяти человек, которые являются в настоящее время или являлись в соответствующее время государственными служащими Румынии, лицензированными фондовыми брокерами, трейдерами или бизнесменами. Первоначальные разбирательства были начаты в 2006 году до приобретения KMG International Компанией в 2007 году. В недавнее время также был возбужден ряд связанных процессов. 22 апреля 2016 года Следственным управлением по борьбе с организованной преступностью и терроризмом было возобновлено расследование в отношении 26 подозреваемых по обвинениям в участии в ОПГ, 14 из которых были работниками KMG International (один из которых все еще работает в KMG International). Общий размер исковых требований в эквиваленте составляет 760 млн. долларов США. К данному процессу в качестве возможных ответчиков были привлечены несколько дополнительных сторон, в том числе KMG International и Rompetrol S.A. См. раздел *«Деятельность – Судебные разбирательства»*. Хотя Компания осуществляет защиту своих интересов в данном и других разбирательствах, возбужденных против Компании и других членов Группы, не может быть никакой гарантии того, что такие разбирательства или любые будущие разбирательства будут разрешены в пользу Компании, и соответственно, отрицательные решения, принятые по итогам указанных разбирательств, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Правительство и «Самрук-Қазына», 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 8,44% акций компании KMG Kashagan B.V., принадлежащих Республике Казахстан через «Самрук-Қазына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Қазына», который был наложен по иску Анатолия Стати, Габриэля Стати, Ascom Group S.A. и Terra Raf Trans Trading Ltd (далее все вместе – «**Стороны Стати**»). «Самрук-Қазына» 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-Қазына». Хотя арест не относится к 8,44% акций, принадлежащих Компании напрямую в KMG Kashagan B.V., если арест останется в силе или если на арестованное имущество будет обращено взыскание, Компания не сможет воспользоваться своим опционом на выкуп 8,44% акций в KMG Kashagan B.V., находящихся во владении «Самрук-Қазына». См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – КСКП – Передача доли участия в пользу «Самрук-Қазына»*.

Не может быть никакой гарантии того, что в рамках текущих или будущих исков в отношении Правительства или «Самрук-Қазына» не будут подлежать аресту активы, прямо или косвенно принадлежащие Компании, или что такие текущие или будущие разбирательства не окажут существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Нефть, добываемая на некоторых месторождениях Компании, имеет высокое содержание серы, которая производится в больших объемах в качестве побочного продукта, который требует осторожного обращения.***

Сырая нефть, производимая на некоторых месторождениях дочерних предприятий, совместных и ассоциированных компаний Компании, имеет высокое содержание сероводорода. При добыче нефти и газа с высоким содержанием сероводорода необходима дополнительная очистка для превращения сероводорода в элементарную серу, которая является полезным продуктом.

Элементарная сера хранится в форме блоков до ее реализации на рынке. По оценкам ТШО, объемы хранящейся в форме блоков элементарной серы на 31 декабря 2017 года составили 0,2 млн. тонн. ТШО прилагает усилия для хранения серы в форме блоков в соответствии с международно-признанной практикой, включает хранение серы в годовые разрешения на природопользование и производит соответствующие платежи. Исследование возможного воздействия на окружающую среду и здоровье в результате открытого хранения серы было проведено различными организациями, назначенными межведомственным координационным советом, в состав которого вошли Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики (ранее Министерство охраны окружающей среды Казахстана («МООС»)), а также Министерство здравоохранения и Министерство по чрезвычайным ситуациям. Результаты данного исследования были представлены на открытом слушании в г. Атырау в 2009 году и получили экспертную оценку Комитета экологического регулирования и контроля. Выводы, полученные в результате указанного исследования, подтвердили, что уровень воздействия в результате открытого хранения серы за пределами непосредственной зоны хранения блоков является несущественным.

В 2008 году ТШО начал реализацию серы третьим лицам в целях сокращения объемов серы, которую требуется хранить, и соответственного снижения риска применения связанных с хранением серы штрафов в будущем. ТШО реализовал 2,5 млн. тонн серы и произвел 2,6 млн. тонн серы в 2017 году. Хотя все вопросы в отношении штрафов, наложенных на ТШО в прошлом относительно хранения серы, были решены, нет никаких гарантий, что в будущем ТШО не понесет наказания и тем самым сможет оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

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

В Компании принята единая программа страхования практически по всем дочерним предприятиям и аффилированным лицам. Эта программа страхования покрывает ответственность перед третьими лицами за нанесение экологического ущерба, страхование гражданской ответственности перед третьими лицами (включая страхование ответственности работодателя и страхование ответственности владельцев опасных объектов) и страхование ответственности директоров и служащих. Однако, размер такого страхового покрытия меньше суммы, обычно получаемой подобными компаниями в странах с более развитой экономикой. Например, поскольку данный вид страхования не является широко распространенным в Казахстане, страхование от рисков прерывания деятельности осуществляется лишь в отношении некоторых дочерних предприятий Компании. Программа страхования также не предусматривает обязательное осуществление страхования экологического ущерба в результате собственной деятельности, саботажа или террористических актов, и Компания не осуществляет такого страхования. Компания не может предоставить никаких гарантий того, что размер страховой выплаты будет достаточным для покрытия возросших затрат и издержек, связанных с такими убытками или обязательствами. Соответственно, Компания может понести существенные убытки от неподлежащих страхованию или незастрахованных рисков, или недостаточности страхового покрытия.

***Процедуры корпоративного управления Компании значительно отличаются от процедур, применимых к компаниям такого уровня в других юрисдикциях.***

Политика корпоративного управления Компании основана на требованиях законодательства, регулирующего деятельность компаний, созданных в Казахстане. Политика корпоративного управления Компании по законодательству Казахстана отличается и может быть менее строгой, чем политика, обычно применяемая к компаниям, организованным в Великобритании, Соединенных Штатах и в других юрисдикциях.

В то время как руководство Компании полагает, что режим корпоративного управления Компании является более развитым, чем в некоторых других подобных компаниях в Казахстане (к примеру, по причине наличия независимых директоров в составе Совета директоров и занятия должности Председателя Совета директоров независимым директором), любые недоработки в политике корпоративного управления Компании могут подвергнуть Компанию административному взысканию, которое, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие

на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое состояние, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Эффективное управление ростом и расширением деятельности Компании возможно только при условии найма достаточного числа опытных менеджеров.***

Компания ожидает, что в будущем расширение ее деятельности будет продолжаться в основном за счет внутреннего роста. Для управления таким ростом Компании потребуется, помимо прочего, строгий контроль над финансовыми системами и операциями, постоянное усовершенствование контроля со стороны руководства Компании, способность привлечь и удержать достаточное число квалифицированных менеджеров и прочего персонала, постоянное обучение и повышение квалификации такого персонала, наличие достаточного контроля и поддержание надлежащего качества услуг, предоставляемых Компанией. Неспособность успешно управлять ростом и развитием, в том числе путем привлечения квалифицированного и опытного руководящего персонала, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на общую хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Компания зависит от услуг третьих лиц.***

Компания в значительной степени зависит от внешних подрядчиков при проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры Компании. 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 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 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 от исполнения ими своих обязательств. Неудовлетворительное исполнение обязательств подрядчиками 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 деятельности Компании.

***Трудовые конфликты могут негативно сказаться на деятельности Компании.***

Интересы приблизительно 25% работников Компании представлены профсоюзом. Работники Компании провели две забастовки в 2013 году, после которых Компания увеличила зарплату некоторым работникам ТОО «Актаунефтесервис» («АНС») на 22% и совместно с Профсоюзом ТОО «Oil Construction Company» утвердила план действий, чтобы устранить различия в заработной плате для рабочих, выполняющих похожие задачи на различных месторождениях. Была введена единая система оплаты труда для работников разведочных и производственных предприятий. Кроме некоторых забастовок в частных нефтесервисных компаниях, ни одна из которых не имела существенного воздействия на работу Компании, в КМГ или на его дочерних предприятиях других случаев забастовок не было. Несмотря на усилия руководства Компании в отношении социальной ответственности и усилия по улучшению взаимоотношений с работниками, не может быть никаких гарантий, что забастовки не произойдут в будущем, что будет достаточное количество сотрудников для запуска производства в случае дальнейшей забастовки, что любой такой трудовой конфликт будет удовлетворительно улажен, и что не возникнут новые беспорядки. Кроме того, нет никаких гарантий того, что любые забастовки в будущем не приведут к текущим уменьшениям в производстве или к необходимости выделения значительных финансовых ресурсов для восстановления производства. Трудовые конфликты могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании в результате остановки добычи.

***Нарушение цифровой защиты Компании или отказ информационно-вычислительных систем Компании может оказать неблагоприятное воздействие на ее деятельность.***

Информационно-вычислительные системы («ИВС») Компании подвержены риску прекращения электроснабжения и других отказов. Невзирая на меры предосторожности, предпринимаемые Компанией, нарушение либо отказ ИВС Компании в результате умышленных действий, таких как атаки на ее системы кибербезопасности, небрежность 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. Любое из вышеперечисленного может привести к значительным расходам или последствиям для репутации Компании и оказать существенное неблагоприятное воздействие на ее хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности.

**Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан**

*Компания подвержена воздействию характерных для Казахстана рисков, включая, без ограничений, обесценение валюты, гражданские беспорядки, изменения правил валютного регулирования или отсутствие иностранной валюты, изменение цен на энергоносители, изменения, связанные с налогами, налогами, удерживаемыми у источника выплаты иностранным инвесторам, изменения антимонопольного законодательства, национализация или экспроприация собственности, а также временное приостановление или эмбарго на экспорт углеводородов или иных стратегических материалов и возможное влияние международных санкций. Наступление любого из вышеуказанных или описанных ниже факторов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.*

***Развивающиеся рынки, как правило, подвержены более значительным рискам по сравнению с более развитыми рынками, а фактические и предполагаемые риски, связанные с инвестированием в развивающиеся экономики, могут сдерживать иностранные инвестиции в Казахстан.***

Потрясения, которые происходили в связи с влиянием мирового финансово-экономического кризиса на международных и внутренних фондовых рынках, привели к падению ликвидности и возросшим премиям риска кредитования для некоторых участников рынка и обусловили сокращение сумм доступного финансирования. Компании, расположенные в странах с развивающейся экономикой, как Казахстан, могут в большей мере почувствовать этот сбой, сокращение доступных кредитных средств или возросшей стоимости финансирования, что может привести к трудностям с финансированием.

Кроме того, на доступность кредитов для предприятий, работающих в условиях развивающихся рынков, значительное влияние оказывает уровень доверия инвесторов и, как следствие, любые факторы, которые влияют на уровень доверия инвесторов (например, снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка), могут повлиять на стоимость и доступность финансирования для предприятий, работающих в условиях таких рынков.

Инвесторы, осуществляющие инвестирование в таких странах с развивающейся экономикой, как Казахстан, должны учитывать, что эти рынки подвержены большему риску, чем более развитые рынки, в том числе, в отдельных случаях, из-за существенных законодательных, экономических и политических рисков. К примеру, продолжающаяся нестабильность и беспорядки на Украине, а также связанные с этим события оказали и могут продолжить оказывать неблагоприятное воздействие на российскую экономику, что, в свою очередь, может иметь экономические последствия для других стран региона, в частности Казахстана, поддерживающего тесные торговые связи с Россией. В связи с такой нестабильностью и беспорядками на Украине ЕС, США и Канада наложили санкции на ряд лиц и компаний в России, а Россия, в свою очередь, ввела санкции в отношении ряда товаров и услуг из ЕС и США. В случае продолжения нестабильности на Украине напряжение между Россией и Украиной может нарастать и дальше либо может появиться напряжение между Россией и другими странами, либо, если будут введены дополнительные санкции экономического или иного характера, такие как дальнейшие

ограничения торговли, это может иметь дополнительные негативные последствия для экономики стран региона, включая Казахстан, а также для компаний, работающих в регионе, включая Компанию. Такие риски могут быть особенно серьезными для Компании, учитывая то значение, которое имеет для ее прибыли транспортировка природного газа по сетям ПАО «Газпром», в настоящее время подвергающегося санкциям со стороны как ЕС, так и США.

Инвесторы также должны учитывать, что такие страны с развивающейся рыночной экономикой, как Казахстан, быстро меняются, и что информация, изложенная в настоящем Базовом проспекте, может достаточно быстро устареть. Соответственно, инвесторы должны проявлять особую осторожность при оценке имеющихся рисков и должны принимать самостоятельные решения о целесообразности инвестирования с учетом таких рисков. Как правило, инвестиции в страны с развивающейся экономикой являются целесообразными только для квалифицированных инвесторов, которые полностью осознают значение возможных рисков. Инвесторам настоятельно рекомендуется обратиться за консультацией к своим юридическим и финансовым консультантам до принятия какого-либо решения об осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации.

Финансовые проблемы или увеличение предполагаемых рисков, связанных с инвестированием в страны с развивающейся рыночной экономикой, могут привести к сокращению объема иностранных инвестиций в Казахстан и оказать неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана. Кроме того, Компании, работающие в странах с развивающейся рыночной экономикой, могут столкнуться с серьезными проблемами ликвидности из-за отсутствия доступа к источникам внешнего финансирования. Следовательно, несмотря на некоторую относительную стабильность казахстанской экономики, финансовые кризисы в любых странах с развивающейся рыночной экономикой, особенно в странах Содружества независимых государств («СНГ») или в странах Центрально-азиатского региона, в которых в последнее время наблюдалась значительная политическая нестабильность (в том числе, акты терроризма), могут существенно подорвать деятельность Компании, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Большинство операций Компании осуществляется, и существенная часть активов находится на территории Казахстана, соответственно, Компания в значительной степени зависит от экономических и политических условий в Казахстане.***

Казахстан приобрел независимость в качестве суверенного государства в 1991 году после роспуска бывшего Советского Союза. С тех пор в Казахстане происходили существенные изменения под руководством Президента Нурсултана Назарбаева, в том числе переход от централизованной командной экономике к рыночной экономике. Переход изначально осуществлялся в условиях политической нестабильности и напряженности, застойной экономики с высокой инфляцией, нестабильной местной валютой и быстрыми, но не окончательными, изменениями законодательной базы. Тем не менее, 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. Под руководством Президента Назарбаева Казахстан двинулся к рыночной экономике. Если нынешняя администрация поменяет свою точку зрения или в случае изменения в администрации будущая администрация будет иметь другую точку зрения, это может оказать неблагоприятное воздействие на экономику в Казахстане. Изменения в экономике Казахстана, в том числе в режимах собственности, налогообложения или регулирования, или иные изменения могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Казахстан зависит от соседних государств в отношении доступа к мировым рынкам для экспорта различной продукции, в том числе нефти, природного газа, стали, меди, ферросплавов, железной руды, алюминия, угля, свинца, цинка и пшеницы. 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.

Казахстан, как и другие страны Центральной Азии, также может пострадать от терроризма или военных действий или других действий, предпринятых против лиц, финансирующих терроризм в регионе. Более того, негативные экономические, политические или социальные факторы в других юрисдикциях внутри или вне региона также могут негативно повлиять на экономику Казахстана.

С момента прекращения существования Советского Союза многие бывшие советские республики переживали периоды политической нестабильности, общественных беспорядков, военных действий, изменений составов правительства, а также акты насилия. В Казахстане был только один президент, Нурсултан Назарбаев, которому исполнилось 77 лет по состоянию на дату настоящего Базового проспекта. Под руководством Президента Назарбаева основы рыночной экономики удерживали позиции, включая приватизацию государственных активов, либерализацию контроля движения капитала, налоговые реформы и развитие пенсионной системы, и страна в значительной степени освободилась от политического насилия. В 2007 году Парламент Казахстана изменил Конституцию Казахстана, чтобы позволить Президенту Назарбаеву избираться на должность президента неограниченное количество раз. В апреле 2015 года Президент Назарбаев был повторно избран 97,8% голосов на новый пятилетний срок.

В последнем квартале 2016 года Президент Назарбаев объявил о запланированных конституциональных реформах, которые предусматривают распределение власти между правительственными органами. Закон, вносящий изменения в Конституцию, был подписан Президентом Назарбаевым 10 марта 2017 года. Закон предусматривает 26 поправок, которые передают определенные полномочия Президента Парламенту и Правительству. Несмотря на это, если учесть, что Казахстан не имел передачи президентской власти и что не существует очевидного преемника г-на Назарбаева, то нет никаких гарантий, что любая преемственность повлечет за собой плавную передачу власти и сохранность текущей экономической политики. Таким образом, если он не будет в состоянии завершить свой нынешний срок полномочий по какой-либо причине или если новый президент будет избран на следующих выборах, то политическая ситуация и экономика Казахстана могут стать нестабильными и инвестиционный климат в Казахстане может ухудшиться. Если в будущем будет избран президент с другими политическими взглядами, порядок ведения бизнеса в Казахстане может измениться. Политическая нестабильность в Казахстане или изменения в режимах собственности, налогообложения или регулирования или иные изменения, вызванные приходом к власти нового правительства или иными причинами, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

7 декабря 2017 года Правительством был утвержден его бюджет на 2018-2020 годы («**Бюджет на 2018-2020 годы**»). В Бюджете на 2018-2020 годы заложены средства для реализации ключевых проектов и экономических реформ Правительства. Экономика и финансы Казахстана продолжают испытывать небольшие подъемы с момента глобального финансового кризиса, которые начались в 2008 году. Согласно статистике Правительства, рост реального ВВП составил 1,2% в 2015 году, 1,0% в 2016 году и 4,3% за девятимесячный период, закончившийся 30 сентября 2017 года. Прогнозы Международного Валютного Фонда («**МВФ**») по росту реального ВВП в 2018 году составляют 2,8%.

Финансовый кризис и последующее ослабление мировых финансовых рынков также способствовали дефолту ряда крупных банков Казахстана, затем последовала реструктуризация долговых обязательств. См. раздел «*Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания подвергается влиянию банковского сектора Казахстана*».

Невзирая на то, что в сентябре 2017 года агентство S&P пересмотрело свой прогноз по кредитному рейтингу Казахстана с негативного на стабильный, любые дальнейшие негативные изменения прогноза или понижение рейтинга, скорее всего, приведут к понижению рейтингов компании. Любое будущее понижение суверенного кредитного рейтинга Казахстана и проблемы ликвидности в экономике Казахстана могут негативно повлиять на его экономическое развитие, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. В ноябре 2017 года S&P изменило прогноз по долгосрочному валютному рейтингу Компании с ВВ на ВВ-, сославшись на ослабление готовности Правительства оказать поддержку Компании, а также на сложную процедуру получения государственной поддержки

через «Самрук-Қазына». В прошлом кредитный рейтинг Компании также был подвержен влиянию негативной ситуации в банковском секторе Казахстана. В августе 2017 года агентство Moody's подтвердило долгосрочный валютный рейтинг Компании и пересмотрело прогноз по рейтингу с негативного на стабильный. В июне 2017 года агентство Fitch подтвердило долгосрочный валютный рейтинг Компании и прогноз.

Кроме того, дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании в большинстве регионов являются крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. Компания не имеет какого-либо конкретного юридического обязательства или обязанности в отношении таких регионов, ее способность сократить число работников может, тем не менее, привлечь особое политическое и социальное внимание. Если Компания не сможет осуществить сокращение работающих или произвести иные необходимые изменения в деятельности Компании в указанных регионах, это может оказать неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Длительные периоды высокого уровня инфляции могут оказать неблагоприятное воздействие на деятельность Компании.***

Деятельность Компании в основном осуществляется в Казахстане и большинство своих расходов Компания несет в Казахстане. Так как большинство расходов Компании выражаются в тенге, инфляционное давление в Казахстане является существенным фактором, оказывающим влияние на расходы Компании. Например, оплата труда работников и подрядчиков, стоимость потребления и плата за электроэнергию были, и вероятно, останутся особенно чувствительными к денежной инфляции в Казахстане. 11 февраля 2014 года НБРК провел девальвацию тенге на 18,3%, обменный курс составил 184,50 тенге за 1 доллар США. НБРК заявил, что такая девальвация была произведена в свете ситуации на мировых финансовых и товарно-сырьевых рынках, а также обесценения российского рубля в течение 2013 и 2014 годов. В августе 2015 года НБРК объявил о том, что принял политику свободно плавающего обменного курса и среднесрочного инфляционного таргетирования. Согласно сведениям НБРК, годовая инфляция потребительских цен за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2017 года, составила 7,1% против 8,5% и 13,6% за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, соответственно. 30 января 2018 года Председатель НБРК подтвердил намерение НБРК продолжать проведение политики свободного плавающего обменного курса и среднесрочного инфляционного таргетирования.

Согласно прогнозу МВФ, уровень инфляции в 2018 году составит 6,5%. В условиях низких цен на нефть Компания может оказаться не в состоянии значительно увеличить цены, которые она получает от продажи сырой нефти, нефтепродуктов переработки нефти и газа, для сохранения имеющейся операционной маржи, особенно в случае продаж сырой нефти и нефтепродуктов Компании на внутренних рынках.

Любое дальнейшее углубление инфляции может негативно отразиться на деятельности Компании, ее перспективах, финансовом состоянии, денежных потоках или результатах деятельности.

***Дальнейшая девальвация тенге или принятие новой политики обменного курса может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Группу и государственное регулирование финансов и экономики Казахстана.***

Хотя тенге конвертируется для операций по текущим счетам, он не является полностью конвертируемой валютой для целей операций по счетам капитальных затрат за пределами Казахстана. С момента принятия НБРК политики плавающего обменного курса для тенге в апреле 1999 года тенге испытал значительные колебания, а НБРК принял ряд политик обменного курса. тенге в целом дорожал по отношению к доллару США в последние десять лет до девальвации НБРК в феврале 2009 года. В феврале 2009 года НБРК установил коридор обменного курса национальной валюты в 150 тенге за 1 доллар США +/-3%. Данный коридор был расширен в феврале 2010 года в асимметричном диапазоне в 150 тенге за доллар +10/-15%. В феврале 2011 года было принято решение об отмене коридора колебаний обменного курса тенге и переходе к режиму управляемого плавающего обменного курса. 11 февраля 2014 года НБРК осуществил девальвацию тенге на 18,3% до 184,50 тенге за 1 доллар США, заявив, что данная девальвация осуществляется в свете ситуации на мировых финансовых и товарных рынках и обесценения российского рубля в 2013-2014 годах, а также общей ситуации на мировых финансовых и

товарных рынках. В сентябре 2014 года НБРК вновь установил коридор колебаний обменного курса тенге по отношению к доллару США на уровне 170-188 тенге. В августе 2015 года НБРК объявил о принятии политики плавающего обменного курса и среднесрочного инфляционного таргетирования, что привело к обесценению курса тенге по отношению к доллару США на 26,2%. По состоянию на 31 декабря 2017 года официальный обменный курс тенге к доллару США, согласно KASE, составлял 332,33 тенге за 1 доллар США по сравнению с 333,29 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2016 года, 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года и 182,35 тенге по состоянию на 31 декабря 2014 года. 30 января 2018 года Председатель НБРК подтвердил намерение НБРК продолжать проведение политики плавающего обменного курса и среднесрочного инфляционного таргетирования.

Хотя некоторые дочерние предприятия Компании, имеющие значительные выраженные в долларах США доходы, значительную долю выраженных в тенге расходов и незначительные выраженные в долларах США обязательства, например, РД КМГ, могут выиграть от девальвации тенге к доллару США, поскольку значительное большинство заимствований и кредиторской задолженности Компании выражены в долларах США, счета Компании являются крайне зависимыми от колебаний обменного курса валют, и девальвация тенге по отношению к доллару США может иметь общее неблагоприятное воздействие на Компанию. Кроме того, некоторые дочерние предприятия и совместные предприятия Компании являются регулируемыми компаниями, использующими тарифы или максимальные цены, установленные регулятором в тенге, не всегда корректируемые (своевременно или вообще) для отражения изменения колебаний валютных курсов.

Кроме того, не может быть никаких гарантий, что НБРК будет поддерживать свою политику регулируемых обменных курсов. Любые изменения в курсовой политике НБРК могут оказать неблагоприятное воздействие на государственные финансы и экономику Казахстана, что может в свою очередь оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***Санкции, введенные в отношении России, могут оказывать косвенное неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана.***

В связи с конфликтом на Украине с 2014 года США и ЕС (а также ряд других государств, таких как Австралия, Канада, Япония и Швейцария) постепенно расширяли санкции в отношении ряда лиц и компаний из России и Украины. Введенные санкции оказывают неблагоприятное воздействие на экономику России, что привело к снижению кредитных рейтингов Российской Федерации и крупных российских компаний, конечный контроль над которыми принадлежит Российской Федерации, что в свою очередь вызвало массивный отток капитала из России и ограничило доступ российских эмитентов на международные рынки капитала. Правительства США и определенных стран ЕС, а также некоторые чиновники стран ЕС указали на то, что они могут рассмотреть возможность введения дополнительных санкций в случае, если напряженность в отношениях России и Украины не будет ослабевать.

Несмотря на то, что Казахстан поддерживает тесные независимые дипломатические отношения и с Украиной и Россией и заявил о том, что сохраняет нейтралитет в российско-украинском конфликте, у Казахстана очень тесные экономические и политические отношения с Россией.

В 2014 году Казахстан, Россия и Беларусь подписали соглашение о создании ЕАЭС (которое вступило в силу в 2015 году), ознаменовав собой новый этап экономической интеграции, обеспечивая свободное перемещение товаров, услуг, капитала и рабочей силы в пределах ЕАЭС и устанавливая скоординированную, согласованную и унифицированную политику в ключевых секторах экономики. 26 декабря 2017 года в Казахстане был принят новый таможенный кодекс («**Таможенный кодекс**»). Таможенный кодекс основан и отражает нормы таможенного кодекса ЕАЭС, который вступил в силу 1 января 2018 года. Правительство объявило о том, что согласно ожиданиям, Таможенный кодекс повысит транзитный и экспортный потенциал и будет способствовать осуществлению внешнеэкономической деятельности. Ожидается, что в результате участия Казахстана в ЕАЭС экономические отношения с Россией будут укрепляться далее. Россия является третьим крупнейшим партнером Казахстана по экспорту (после Италии и Китая): в 2017 году на основании фактических торговых потоков импорт Казахстана из России составил 39,1% от общих объемов импорта Казахстана, а экспорт в Россию – примерно 9,5% от общих объемов

экспорта. Ключевыми статьями экспорта в Россию являются нефть, химикаты и полезные ископаемые.

Тесные экономические связи Казахстана с Россией, санкции, введенные в отношении России, или возможные будущие санкции могут оказать неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана, что в свою очередь может оказать неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

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

В июле 2009 года Президент Казахстана подписал закон о внесении изменений в законодательные акты о валютном регулировании в Казахстане, который вступил в действие 10 августа 2009 года. Президенту Казахстана предоставлены полномочия на осуществление специальных мероприятий и в условиях угрозы экономической стабильности страны, 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.

В июле 2017 года в законодательство о валютном регулировании были внесены дальнейшие поправки, в соответствии с которыми, в том числе, полномочие на введение специального валютного режима перешло от Президента к Правительству.

Обязательства Казахстана по уставу МВФ как члена этой организации не допускают, чтобы валютный режим ограничивал возможности резидентов по погашению валютных займов. Президент не инициировал положения этих поправок 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 хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

***Результат проведения дальнейших экономических рыночных реформ остается неясным.***

В последние годы Правительство ввело ряд мер содействия приватизации и конкуренции между юридическими лицами Казахстана. В 2012 году Правительство запустило программу «Народное IPO» для того, чтобы среди прочих целей, стимулировать внутренний фондовый рынок. В декабре 2012 года примерно 9,99% акций КТО были проданы казахстанским инвесторам как часть данной программы. Программа «Народное IPO» была прекращена в конце 2015 года.

В январе 2014 года Президент Назарбаев дал указание Правительству подготовить список государственных компаний, подлежащих приватизации, и утвердил комплексную программу приватизации на 2014-2016 годы. 31 марта 2014 года Правительство приняло Постановление № 280, в котором излагается Комплексный план приватизации на 2014-2016 годы («**Комплексный план приватизации 2014 года**»). «Самрук-Қазына» продал 37 активов за общее вознаграждение 49,97 млрд. тенге в соответствии с Комплексным планом приватизации 2014 года. В сентябре 2015 года Правительство объявило о планах запуска новой крупномасштабной приватизационной программы. 30 декабря 2015 года Правительство выпустило свой Комплексный план приватизации 2016 года, который должен быть реализован в период с 2016 по 2020 годы. Комплексный план приватизации 2016 года включает перечень национальных компаний и дочерних компаний национальных компаний, в том числе ряд компаний, входящих в состав Группы, как потенциальные объекты приватизации. См. раздел «*Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания, косвенно контролируемая Правительством, подвержена риску вмешательства со стороны Правительства*». Согласно данным, опубликованным в Реестре объектов приватизации, за период с 1 января 2016 года по 31 декабря 2017 года в

соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года было продано 323 объекта за общее вознаграждение в размере 179,4 млрд. тенге, в том числе 11 компаний, входивших в состав Группы.

Необходимость существенных вложений в большинство предприятий обусловила реализацию государственной программы приватизации. Из программы были исключены некоторые предприятия, определенные Правительством как имеющие стратегическое значение, и остается потребность значительных инвестиций во многих отраслях экономики Казахстана, в том числе инфраструктуры бизнеса. Кроме того, существенные размеры теневой экономики (или «черного рынка») в Казахстане могут негативно повлиять на реализацию реформ и затруднить эффективный сбор налогов. Правительство объявило, что намерено решать эту проблему путем улучшения инфраструктуры бизнеса и администрирования налогов продолжением процесса приватизации. Однако не может быть никаких гарантий того, что указанные меры окажутся эффективными, а неспособность их осуществления не отразится существенным образом негативно на хозяйственной деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

***Казахстан в значительной мере зависит от экспортных цен на сырьевые и потребительские товары, особенно от цен в нефтегазовой отрасли, а слабый спрос на экспортируемую Казахстаном продукцию и низкие цены на сырьевые товары может негативно сказаться на казахстанской экономике в будущем.***

Волатильность или продолжающийся спад цен на нефть и другие сырьевые продукты, нереализация или задержки в реализации каких-либо инфраструктурных проектов, вызванные политической или экономической нестабильностью в странах, участвующих в таких проектах, могут оказать неблагоприятное воздействие на страны Центрально-азиатского региона, включая Казахстан, чьи экономики и государственные бюджеты частично базируются на экспорте нефти и нефтепродуктов и других сырьевых товаров, импорте средств производства и значительных иностранных инвестициях в инфраструктурные проекты. Такое неблагоприятное воздействие ощущалось в последние годы как результат низких глобальных цен на нефть.

Поскольку Казахстан ощутил неблагоприятное воздействие низких цен на сырьевые товары, а также экономической нестабильности во всем мире, Правительство поощряло экономические реформы, приток иностранных инвестиций, диверсификацию экономики. В 2000 году Правительство создало Национальный фонд Казахстана («**Национальный фонд Казахстана**») для поддержки финансовых рынков и экономики Казахстана в случае любого падения нефтяных доходов, хотя в результате существенных расходов Национальным фондом Казахстана на сегодняшний день статус будущего финансирования из средств Национального фонда Казахстана является неясным. Несмотря на перечисленные усилия, слабый спрос на экспортных рынках и низкие цены на сырьевые товары, особенно в нефтегазовой отрасли, могут отрицательно повлиять на экономику Казахстана в будущем, что может негативно отразиться на хозяйственной деятельности, перспективах, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

После падения мировых цен на нефть в 2014 году и девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году Правительство заложило в бюджете цену на нефть на уровне 40 долларов США за баррель на 2016-2018 годы; бюджет был пересмотрен в 2016 году, отразив предполагаемую мировую цену на нефть в 35 долларов США за баррель на 2017-2019 годы. В бюджете на 2018-2020 годы прогнозируемая цена на нефть скорректирована и составляет 45 долларов США за баррель на 2018-2020 годы. Расхождения между прогнозами Государства и прогнозами Компании и УИЭ относительно мировых цен на нефть в эти периоды объясняются в первую очередь тем, что они сделаны в разное время (т.е., среднесрочные или долгосрочные прогнозы или регулярно обновляемые прогнозы). При этом, не может быть никаких гарантий того, что в свете продолжающейся волатильности цен на нефть не потребуются дальнейший пересмотр Государственного бюджета.

Любые колебания стоимости доллара США по отношению к другим валютам могут привести к волатильности поступлений от экспортных сделок, деноминированных в долларах США. Избыток предложения нефти и других сырьевых товаров на мировых рынках или общий экономический спад в странах, являющихся основными рынками потребления нефти и иных сырьевых товаров, а

также ослабление доллара США по отношению к другим валютам будет оказывать существенное неблагоприятное влияние на казахстанскую экономику, что в свою очередь может косвенно отрицательно повлиять на хозяйственную деятельность, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Хотя реальный ВВП растет в тенге после принятия политики свободно плавающего обменного курса в августе 2015 года и, согласно прогнозам МВФ, его рост в 2018 году составит 2,8%, нет никаких гарантий того, что ВВП будет расти и дальше, и соответственно, любое дальнейшее падение или будущее замедление темпов роста ВВП может отрицательно сказаться на развитии Казахстана и в свою очередь – на хозяйственной деятельности, перспективах, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

***Законодательная, налоговая и нормативная база Казахстана развита слабо и находится в стадии развития, в связи с чем трудно предсказать решения судов и оценить налоговые обязательства.***

Хотя с начала 1995 года было принято множество законов, правовая база в Казахстане (хотя и являющаяся одной из наиболее развитых среди стран бывшего Советского Союза) все еще находится в процессе развития по сравнению со странами с развитой рыночной экономикой.

Судебная система, судебные чиновники и прочие государственные служащие в Казахстане не могут быть полностью независимыми от внешних социальных, экономических и политических сил. Например, имеются случаи ненадлежащих выплат в адрес государственных служащих. В связи с этим, иногда трудно предсказать решения судов, а административные решения могут быть непоследовательными. Казахстанская правовая система основывается на гражданском праве, и поэтому судебные прецеденты не имеют обязательной силы в отношении последующих решений.

Кроме того, судебные и налоговые органы произвольно принимают решения и производят начисления налоговых обязательств, оспаривают предыдущие решения и начисления налогов, тем самым создавая сложности для компаний в процессе выяснения наличия или отсутствия дополнительных налоговых обязательств и обязанности уплаты штрафов и пени. Как следствие таких неясностей и отсутствия сформированной системы прецедентов и непоследовательности в правовом толковании, правовые и налоговые риски, связанные с ведением бизнеса в Казахстане, являются более значительными по сравнению с рисками, существующими в странах с более развитой налоговой и правовой системами.

Летом 2010 года Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть. В феврале 2016 года Министром национальной экономики Казахстана была введена прогрессивная шкала вывозных таможенных пошлин на экспорт сырой нефти. Согласно новому режиму, вывозные таможенные пошлины рассчитываются по средним рыночным ценам торговой классификации на нефть марки Brent и Urals. Увеличение вывозных таможенных пошлин в прошлом привело к возрастанию экспортных издержек Компании и, соответственно, снижению рентабельности. Нет никакой гарантии того, что в дальнейшем не произойдет дополнительное повышение экспортных пошлин на нефть, которое будет иметь значительное влияние на расходы и рентабельность Компании.

За последние годы налоговое бремя Компании выросло в результате изменений в налоговом законодательстве. Налоговая система Казахстана все еще находится в переходном периоде, и ожидается, что налоговое законодательство в Казахстане будет продолжать развиваться с введением Налогового кодекса 2018 года. Компания не может дать никаких гарантий того, что в течение срока действия Программы не будут введены новые налоги и пошлины или новые налоговые ставки или что налоговое законодательство, принятое в будущем, не окажет существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

1 января 2018 года вступил в силу Налоговый кодекс 2018 года, который ввел новые понятия в области общих принципов налогообложения и налогообложения недропользователей в частности, в том числе ввел альтернативный налог на недропользование для недропользователей.

Поскольку Налоговый кодекс 2018 года еще не был проверен на практике, не существует никаких гарантий того, что он не окажет существенного неблагоприятного воздействия на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

См. раздел «*Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания подвергалась и может продолжать подвергаться неблагоприятным изменениям в законодательстве и регулировании*».

Кроме того, инвесторы, приобретающие Облигации, должны учитывать, что дальнейшие изменения в режиме подоходного налога могут дать Компании право выкупить облигации до установленного срока погашения.

***Казахстанский рынок ценных бумаг менее развит по сравнению с рынками ценных бумаг Соединенных Штатов Америки, Великобритании и других стран Западной Европы, что затрудняет развитие экономики Казахстана.***

Казахстанский рынок ценных бумаг менее развит по сравнению с рынками ценных бумаг Соединенных Штатов Америки, Великобритании и других стран Западной Европы, что затрудняет развитие экономики Казахстана. Организованный рынок ценных бумаг появился в Казахстане только в середине 90-х годов, в связи с чем процедуры расчетов, клиринга и регистрации сделок с ценными бумагами могут быть недостаточно юридически определенными, иметь технические трудности и задержки. Хотя в последние годы отмечаются значительные изменения, включая инициативу по развитию г. Алматы в качестве регионального финансового центра, развитая правовая и нормативная база, необходимая для эффективного функционирования фондовых рынков, еще не в полной мере развита в Казахстане. В частности, правовая защита от рыночных махинаций и инсайдерских операций в Казахстане недостаточно развита и не осуществляется так жестко, как это принято в Соединенных Штатах Америки, Великобритании и других странах Западной Европы, а существующее законодательство и положения могут применяться непоследовательно. Кроме того, недостаточно информации о казахстанских компаниях, например, таких как дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании, доступно инвесторам таких компаний по сравнению с инвесторами компаний в Соединенных Штатах Америки, Великобритании и других странах Западной Европы. Перечисленные выше факторы могут мешать иностранным инвестициям в Казахстане, что также затрудняет развитие экономики Казахстана.

***В Казахстане существуют риски коррупции и иных уязвимостей для ведения бизнеса.***

Как и во многих странах с развивающейся экономикой, в Казахстане сохраняется значительная проблема присутствия и восприятия повышенного уровня коррупции. Казахстан занял 131 место среди 176 стран в рейтинге Индекса восприятия коррупции Transparency International в 2016 году, набрав 29 баллов (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 2017-2018 годов Казахстан занял 57-ое место среди 137 стран.

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 хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

***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

перспекте 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 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 спреда 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.

***Риски, связанные с Облигациями, привязанными к «базовым ставкам».***

Текущие национальные и международные реформы регулирующей базы сфокусированы вокруг Лондонской межбанковской ставки предложения («LIBOR»), Европейской межбанковской ставки предложения («EURIBOR») и других процентных ставок или иных видов ставок и индексов, которые принято считать т.н. «базовыми ставками». Метод управления такими базовыми ставками может измениться после проведения любых таких потенциальных реформ, в результате чего они

могут работать иначе либо могут быть отменены вообще, или же могут возникнуть любые другие последствия, которые невозможно предусмотреть. Например, 27 июля 2017 года FCA объявил о том, что после 2021 года не будет убеждать или принуждать банки предоставлять свои ставки для расчета базовой ставки LIBOR («**Объявление FCA**»). Объявление FCA указывает на то, что продолжение использования ставки LIBOR на текущих основаниях после 2021 года не может быть и не будет гарантировано. Потенциальная отмена базовой ставки LIBOR или любой другой базовой ставки или изменения методов управления любой базовой ставки может потребовать или привести к корректировке положений Условий о вознаграждении или привести к другим последствиям в отношении любых Облигаций, привязанных к таким базовым ставкам (в том числе, облигаций с плавающей ставкой вознаграждения, привязанной к LIBOR). Любые такие последствия могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на стоимость любых таких Облигаций и их прибыльность.

### **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 будет использовать все Облигации, выпущенные Компанией и KMG Finance в рамках Программы, которые будут включены в официальный список KASE в категории «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка KASE, и никакие Облигации, выпущенные в рамках Программы, не могут быть выданы или переданы без предварительных разрешений со стороны НБРК. 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.

***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 Великобритании, 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

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. 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.***

Гарант 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 Гаранту или его 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, Великобританией 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, Великобритании 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 Гарант, 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 KMG Finance 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.

Компания не дает 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 17(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 (данный термин определен в Условиях выпуска Облигаций) оплаты любой суммы в отношении или в связи с любой Соответствующей задолженностью, не обеспечив в отношении облигаций наличия обеспечения, равнозначного и соразмерного такой Соответствующей задолженности, удовлетворительным для Доверительного управляющего образом. 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), подлежит выплате 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 возмещении налоговых выплат и гарантии возмещения расходов или затрат, 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 1 января 2019 года или даты публикации финальных положений, определяющих термин «сквозной зарубежный платеж», 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 21. 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

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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

## КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ

*Настоящее описание должно рассматриваться в качестве введения к настоящему Базовому проспекту и ограничивается информацией, содержащейся в нем. Любые решения об инвестировании в Облигации должны приниматься после рассмотрения настоящего Базового проспекта в целом.*

### Общее описание Компании

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации, расположенные преимущественно в Казахстане. На основании статистической информации, предоставленной Комитетом по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 31 декабря 2017 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместных предприятий и ассоциированных компаний). В соответствии с данными, полученными от Комитета по статистике, и собственной статистикой Компании, Компания также является оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности сетей нефте- и газопроводов в Казахстане (в основном через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, Компании принадлежит существенная или контрольная доля участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International»*.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи Компании составили 23,4 млн. тонн (9,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти и 8,2 млрд. м<sup>3</sup> (3,2 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) газа. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи Компании составили 22,6 млн. тонн (9,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти и 7,4 млрд. м<sup>3</sup> (3,1 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) газа.

Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной от Комитета по статистике, объемы добычи сырой нефти Компании (включая пропорциональную долю Компании и дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 27,1%, 29,0% и 28,5% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно, в то время как объемы добычи газа Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 15,5%, 15,9% и 16,0% от общих объемов добычи газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно.

На 31 декабря 2017 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 8037,0 км, а общая протяженность газопроводных сетей, владельцем или оператором которых является Компания, составила 14 031,0 км (в основном через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, на 31 декабря 2017 года Компания имела доли участия в дополнительных мощностях по транспортировке сырой нефти протяженностью 2657 км и по транспортировке газа протяженностью 2759 км в составе трубопроводных сетей совместных предприятий.

В 2017 году общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 18,9 млн. тонн (16,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), в 2016 году – 18,4 млн. тонн (16,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и в 2015 году – 18,3 млн. тонн (16,1

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях).

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе казахстанской методики, которая существенно отличается от международно-признанных классификаций и методологий, установленных PRMS и стандартами SEC, особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы.

Согласно данным, полученным на основе казахстанской методики, на 31 декабря 2017 года запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 639,7 млн. тонн (219,6 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), запасы Компании по газовому конденсату категорий A+B+C1 составили 43,3 млн. тонн (34,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), а запасы Компании по газу категорий A+B+C1 составили 418,8 млрд. м<sup>3</sup> (191,9 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Такое сокращение запасов категорий A+B+C1 Компании в 2017 году главным образом объясняется проведенной в 2017 году переоценкой запасов месторождения Карачаганак в результате перерасчета коэффициента извлечения. В 2017 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий A+B+C1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил (0)% против 32,0% (57% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных компаниях) в 2016 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2017 году главным образом объясняется проведенной в 2017 году переоценкой запасов месторождения Карачаганак в результате перерасчета коэффициента извлечения.

Совокупный доход Компании увеличился на 32,4% до 2458,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, с 1857,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что само по себе представляет рост в 69,8% по сравнению с 1093,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Чистый доход Компании вырос на 44,2% до 519,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, с 360,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что само по себе представляет сокращение на 27,2% тенге по сравнению с 494,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

По состоянию на 31 декабря 2017 года совокупные активы Компании составили 13 388,8 млрд. тенге по сравнению с 11 883,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года и 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года.

В таблице ниже перечислены основные дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании Компании, основные направления их деятельности и относящаяся к ним информация на дату составления настоящего Базового проспекта.

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
<i>Разведка и добыча</i>		
АО «Разведка-Добыча КазМунайГаз» (далее – РД КМГ)	63,01 <sup>(1)</sup>	РД КМГ – основное дочернее предприятие Компании, осуществляющее операции по наземной разведке и добыче, а также ее крупнейшее дочернее предприятие по запасам и объемам добычи. РД КМГ осуществляет добычу нефти и газа на 47 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого по состоянию на 31 декабря 2017 года составляли 14,5% от объема запасов сырой нефти Компании. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи РД КМГ составили 8,3 млн. тонн сырой нефти и 748,6 млн. м <sup>3</sup> газа. По состоянию на 31 декабря 2017 года запасы сырой нефти категорий A+B+C1 РД КМГ составили 191,8 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1 – 4,4 млн. тонн, а запасы газа категорий A+B+C1 – 56 120,1 млн. м <sup>3</sup> .
		• <u>ТОО «СП «Казгермунай» (далее – Казгермунай) – 50,00% (по состоянию</u>

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
ТОО «Тенгизшевройл» (далее – ТШО)	20,00	<p>на 31 декабря 2017 года):</p> <p>Казгермунай – совместное предприятие РД КМГ и РКІ (через дочернее предприятие), каждый из которых владеет 50%-ной долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи Казгермунай, относимые на счет РД КМГ, составили 1,4 млн. тонн сырой нефти и 279,2 млн. м<sup>3</sup> газа. По состоянию на 31 декабря 2017 года, согласно казахстанской методике, запасы сырой нефти Казгермунай категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 13,6 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 0,2 млн. тонн, и запасы газа категорий А+В+С1 составили 3 325,0 млн. м<sup>3</sup>.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>PetroKazakhstan Inc. (далее – РКІ) – 33,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u>  <p>В декабре 2009 года РД КМГ завершил процесс приобретения у Компании 100% простых акций КМГ РКІ Finance, которому в свою очередь принадлежит 33% доли участия в РКІ. РКІ – основная ассоциированная компания Компании, которая занимается разведкой и добычей нефти. Контрольная доля участия принадлежит СНРС. РКІ занимается разработкой пяти месторождений в Южном Казахстане. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи РКІ составили 11,8 млн. тонн сырой нефти и 0,1 млн. м<sup>3</sup> газа, относимые на счет РД КМГ. По состоянию на 31 декабря 2017 года, согласно казахстанской методике, запасы сырой нефти РКІ категорий А+В+С1 составили 11,8 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий А+В+С1 – 0,1 млн. тонн и запасы газа категорий А+В+С1 – 4 120,9 млн. м<sup>3</sup>, относимые на счет РД КМГ.</p> <p>РКІ, в свою очередь, принадлежит 50% доли участия в Казгермунае и АО «Тургай-Петролеум». Данные по объемам добычи и запасам Казгермунай и АО «Тургай-Петролеум», относимые на счет РКІ, консолидируются с данными по объему добычи и запасам РКІ, включенными в настоящий Базовый проспект.</p> </li> <li>• <u>СІТІС Canada Energy Limited (далее – ССЕЛ) – 50,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u>  <p>ССЕЛ – совместное предприятие РД КМГ и СІТІС (каждому из которых принадлежит 50%-ная доля участия), осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи ССЕЛ составили 1,1 млн. тонн сырой нефти и 18,0 млн. м<sup>3</sup> газа, а на 31 декабря 2017 года, согласно казахстанской методике, запасы сырой нефти категории А+В+С1 составили 20,4 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 составили 128,1 млн. м<sup>3</sup>, в каждом случае относимые на счет РД КМГ, исходя из доли участия РД КМГ в ССЕЛ.</p> </li> </ul>
Консорциум Северо-Каспийского проекта (далее – КСКП)	8,44	<p>ТШО – совместное предприятие Компании (20%), Chevron Overseas (50%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. (25%) и LukArco B.V. (5%). ТШО является оператором главным образом месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, одного из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий А+В+С1, которые на 31 декабря 2017 года составили 33,4% всех запасов Компании по сырой нефти категорий А+В+С1. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 5,7 млн. тонн сырой нефти и 3 172,0 млн. м<sup>3</sup> газа. По состоянию на 31 декабря 2017 года, согласно казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 213,5 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 108 311,1 млн. м<sup>3</sup> газа.</p> <p>КСКП – консорциум KMG Kashagan B.V. (в котором Компания владеет 8,44% от своего имени и 8,44% от имени «Самрук-Қазына») (16,9%), ENI S.p.A. (Agip Caspian Sea B.V.), Exxon Mobil Kazakhstan Inc. и Shell Kazakhstan Development B.V. (каждый владеет 16,8%), Total E&amp;P Kazakhstan (16,8%), CNPC Kazakhstan B.V. (8,33%) и Inpex North Caspian Sea, Ltd (7,56%). Участники КСКП владеют правами недропользования в отношении</p>

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
АО «Мангистаумунайгаз» (далее – ММГ)	50,00	<p>месторождения Кашаган на Каспийском море по СРП. КСКП управляется совместным предприятием North Caspian Operating Company N.V. («<b>NCOC</b>»), созданным участниками КСКП в той же пропорции долевого участия, что и в КСКП. Коммерческая добыча началась в сентябре 2013 года, была приостановлена в 2014 году и возобновлена в ноябре 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года КСКП имела запасы сырой нефти категорий A+B+C1 71,8 млн. тонн, запасы газового конденсата категорий A+B+C1 1,2 млн. тонн и запасы газа категорий A+B+C1 49 056,3 млн. м<sup>3</sup>, относимых на счет Компании, что составляет 11,2%, 2,8% и 11,7% от запасов Компании категорий A+B+C1 сырой нефти и газа, соответственно, исходя из принадлежащей Компании 8,44%-ной доли участия в КСКП. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, добыча КСКП составила 686,0 млн. тонн сырой нефти и 404,0 млн. м<sup>3</sup> газа, относимых на счет Компании. В октябре 2015 года Соöperatieve KazMunaiGaz U.A. продал 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» за 4,7 млрд. долларов США, с условием возможности выкупа всех или части акций в период с 1 января 2018 по 31 декабря 2020 года. В январе 2018 года период реализации права выкупа был продлен с 1 января 2020 года до 31 декабря 2022 года. Доля «Самрук-Қазына» в KMG Kashagan B.V. находится в доверительном управлении у Соöperatieve KazMunaiGaz U.A., дочернего предприятия Компании.</p>
Karachaganak Petroleum Operating B.V. (КРО)	10,00	<p>ММГ – занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является MIBV – совместное предприятие КМГ и CNPC E&amp;D, в котором каждому участнику принадлежит 50%-ная доля участия. КМГ приобрел свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ является одной из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших в Казахстане, по Контракту на недропользование, срок действия которого истекает в 2027 году. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, уровень добычи ММГ составил 3,2 млн. тонн сырой нефти и 377,6 млн. м<sup>3</sup> газа, относимых на счет Компании. По состоянию на 31 декабря 2017 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий A+B+C1 оценивались в 27,5 млн. тонн, запасы газа категорий A+B+C1 в 12 545,8 млн. м<sup>3</sup>, относимые на счет Компании, и составили 3,9% и 2,7% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2017 года оценивались в 25,5 млн. тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 12 632,1 млн. м<sup>3</sup> газа категорий A+B+C1 и составили 3,6% и 2,7% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно.</p> <p>КРО является консорциумом, действующим в рамках договора о совместной деятельности между Компанией (через 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак») (10%), Shell (29,25%), Agip (29,25%), Chevron (18,0%) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (13,5%). КРО управляет Карачаганакским месторождением, которое является одним из крупнейших в мире газовых и газоконденсатных месторождений и крупнейшим газодобывающим месторождением в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2017 года КРО располагал запасами сырой нефти категории A+B+C1 в размере 8,4 млн. тонн, запасами газового конденсата категорий A+B+C1 в размере 26,1 млн. тонн и запасами газа в размере 83 338,7 млн. м<sup>3</sup>, приходящимися на долю Компании, что составляет 1,3%, 58,7% и 17,8% от запасов сырой нефти и газа Компании по категориям A+B+C1, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, КРО произвел 1,1 млн. тонн сырой нефти и 1 892,4 млн. м<sup>3</sup> газа, приходящихся на долю Компании.</p>
<i>Транспортные активы</i>		
АО «КазТрансОйл» (далее – КТО)	90,00 (плюс одна акция)	<p>КТО – транспортная компания, которая является собственником и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод Узень-Атырау-Самара («<b>Трубопровод УАС</b>») в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть ПАО «Транснефть» для дальнейшей доставки нефти в черноморские порты или напрямую в Европу. На 31 декабря 2017 года</p>

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
АО «КазТрансГаз» (далее – КТГ)	100,00	<p>протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5377 км с трубами диаметром от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 24,6 млн. тонн.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="687 409 1497 1025"> <p><u>ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (далее – ККТ) – 50,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u></p> <p>ККТ – совместное предприятие КТО и CNODC, каждому из которых принадлежит 50%-ная доля участия. ККТ построил нефтепровод Атасу-Алашанькоу и нефтепровод Кенкияк-Кумколь, представляющие собой две из трех нефтепроводных систем, составляющих нефтепроводную сеть ККТ, целью строительства которой является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. По состоянию на 31 декабря 2017 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 12,3 млн. тонн, и эти объемы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был завершён в октябре 2009 года; общая протяженность трубопровода составила 794 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь составили 5,2 млн. тонн, и эти объемы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Согласно договору между Компанией и CNODC, в 2015 году мощность нефтепровода Кенкияк-Кумколь увеличилась до 20 млн. тонн сырой нефти в год.</p> </li> <li data-bbox="687 1048 1497 1581"> <p><u>АО СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас» (далее – МунайТас) – 51,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u></p> <p>МунайТас – совместное предприятие КТО (51%) и CNPC E&amp;D (49%). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в п. Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане, заканчивается в г. Атырау и представляет собой одну из трех трубопроводных систем, составляющих Трубопровод ККТ (вместе с нефтепроводом Атасу-Алашанькоу и нефтепроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет Трубопровод УАС и нефтепровод, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск («Трубопровод КТК»). Оператором трубопровода Кенкияк-Атырау является КТО. По состоянию на 31 декабря 2017 года протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,9 км с трубами диаметром от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 3,7 млн. тонн, и эти объемы не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.</p> </li> </ul> <p>КТГ – транспортная компания, которая владеет 100%-ной долей участия в нескольких казахстанских региональных газораспределительных компаниях и в ИЦА, который, в свою очередь, управляет крупнейшей в Казахстане сетью газопроводов. В сеть газопроводов ИЦА входит газопровод Средняя Азия – Центр, который является кратчайшим маршрутом, соединяющим газодобывающие регионы в Центральной Азии (в основном Туркменистан и Узбекистан) через Россию с Европой. По состоянию на 31 декабря 2017 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 14 031,0 км, включая 131 км труб с диаметром менее 0,5 м и 13 900,0 км труб с диаметром от 0,5 до 1,4 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 46,9 млрд. м<sup>3</sup> газа. По Закону о газе КТГ назначен «национальным оператором» по транспортировке газа.</p>

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
		<ul style="list-style-type: none"> <li> <p><u>ТОО «Азиатский Газопровод» (далее – АГП) – 50,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u></p> <p>АГП – совместное предприятие КТГ и CNPC (действующего через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited), каждому из которых принадлежит 50%-ная доля участия. АГП создан с целью строительства и эксплуатации на территории Казахстана газопровода Туркменистан-Китай, по которому транспортируется газ из Центрально-Азиатских республик в основные населенные центры Южного Казахстана и Китая («Азиатский Газопровод»). 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь данного проекта, состоящая из трубопровода пропускной мощностью 10 млрд. м<sup>3</sup> в год. Вторая часть проекта была завершена в декабре 2012 года, а завершение строительства третьей части ожидается в марте 2019 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, Азиатский Газопровод пропустил 37,7 млрд. м<sup>3</sup> газа.</p> </li> <li> <p><u>ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» («ГБШ») – 50,00% (по состоянию на 31 декабря 2017 года):</u></p> <p>ГБШ – совместное предприятие КТГ и CNPC (действующего через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited), каждому из которых принадлежит 50%-ная доля участия, созданное с целью строительства и эксплуатации Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Первая фаза проекта, включающая газопровод Бозой-Шымкент с пропускной способностью 6 млрд. м<sup>3</sup> в год, была завершена в 2015 году. В декабре 2016 года была завершена вторая фаза проекта строительства Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. В ноябре 2017 года в эксплуатацию были введены головная компрессорная станция в Бозое и линейная компрессорная станция в Караозеке, которые увеличили пропускную способность Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент до 10 млрд. м<sup>3</sup> в год. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по Газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент было транспортировано 3,4 млрд. м<sup>3</sup> газа.</p> </li> </ul>

*Перерабатывающие активы*

До декабря месяца 2017 года КМГ-ПМ являлся основным предприятием Компании по переработке, маркетингу и сбыту. 30 ноября 2017 года было утверждено совместное решение акционеров Компании и акционеров КМГ-ПМ о слиянии КМГ-ПМ с Компанией с целью повышения эффективности и устранения дублирования функций и обязанностей. Слияние было завершено 1 декабря 2017 года в соответствии с нормами Гражданского кодекса Республики Казахстан. Совместным решением акционеров было предусмотрено расширение основных видов деятельности Компании, перечисленных в ее уставе, за счет включения, в том числе, таких видов деятельности, как переработка сырой нефти, эксплуатация сетей автозаправочных станций и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами Компании. В результате слияния Компания владеет (напрямую в Атырауском НПЗ и ПНХЗ и косвенно через компанию Valsera Holding B.V. в Шымкентском НПЗ) значительной или контрольной долей участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана: Атырауском НПЗ, ПНХЗ и (через Valsera Holdings B.V.) Шымкентском НПЗ. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, на Атырауском НПЗ, ПНХЗ и Шымкентском НПЗ было в совокупности произведено 13,1 млн. тонн нефтепродуктов.

<u>Павлодар</u>	100,00	Компания владеет 100%-ной долей участия в ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». По состоянию на 31 декабря 2017 года проектная мощность ПНХЗ составила 20 548 тонн нефти в сутки. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, на ПНХЗ было переработано 4,7 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов нефтепереработки составил 4,0 млн. тонн.
<u>Атырау</u>	99,53%	На 31 декабря 2017 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 900 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 13 275 тонн нефти в сутки. За год, закончившихся 31 декабря 2016 года, на Атырауском НПЗ было переработано 4,7 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов нефтепереработки составил 4,5 млн. тонн.
<u>Шымкент</u>	49,72%	Через Valsera Holdings B.V. Компания косвенно владеет 49,72%-ной долей участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которое, в свою очередь, владеет Шымкентским НПЗ. Оставшаяся часть принадлежит ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которым владеет CNPC. На 31 декабря 2017 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 16 438 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 12 493 тонны

Наименование и направление деятельности	Доля участия в % по состоянию на 31 декабря 2017 года	Краткое описание деятельности
KMG International	100,00	<p>нефти в сутки. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 4,7 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов нефтепереработки составил 4,4 млн. тонн.</p> <p>В марте 2014 года Совет директоров The Rompetrol Group N.V. сменил фирменное наименование на KazMunayGas International N.V. в соответствии со стратегией Компании продвигать в Группе единый бренд. Торговая сеть компании KMG International в Румынии, Франции и Испании предлагает ряд видов моторного топлива, изначально поставляемых нефтеперерабатывающим заводом «Петромидия». Она также продает прочие продукты нефтепереработки через различные предприятия, находящиеся под контролем компании KMG International. KMG International владеет и управляет НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега». НПЗ «Петромидия» обладает проектной производственной мощностью в 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность составляет 5,4 млн. тонн сырой нефти в год. НПЗ «Вега» обладает проектной и фактической производственной мощностью в 0,3 млн. тонн сырой нефти в год. В общем за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, KMG International произвел 5,9 млн. тонн нефтепродуктов, 5,7 млн. тонн из которых было произведено на НПЗ «Петромидия». В декабре 2015 года Компания объявила о своем намерении продать 51% своей доли в KMG International. В июле 2017 года данное отчуждение, осуществляемое в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года, было одобрено властями Румынии; однако, после публичных заявлений Премьер-министра и Министра энергетики Румынии, в которых прозвучал отказ в продлении существующего соглашения с KMG International об урегулировании исторической задолженности, 15 декабря 2017 года Компания и CEFC подписали соглашение об отсрочке даты закрытия Предполагаемой продажи KMG International/CEFC до 30 июня 2018 года.</p>

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2017 года, как процент от обыкновенных голосующих акций РД КМГ. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение на выкуп всех своих находящихся в обращении ГДР, а в январе 2018 года запустил безусловное тендерное предложение на выкуп на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. В результате этих сделок возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. разделы «Стратегия» и «Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ».
- (2) Для получения подробной информации о пропускной мощности нефте- и газопроводов Компании см. раздел «Деятельность – Транспортировка».

См. раздел «Деятельность – Корпоративная структура» для ознакомления с организационной структурой Компании.

### Акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства (через «Самрук-Қазына» и НБРК). См. раздел «Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – «Самрук-Қазына». 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. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Правительство может принять решение об осуществлении Компанией или членом Группы деятельности, которая не соответствует интересам держателей Облигаций».

Являясь национальной нефтегазовой компанией, Компания была назначена Правительством представлять интересы государства в нефтегазовых проектах и быть бенефициаром преимущественного 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. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ «национальным оператором» для транспортировки газа»* и *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа – Обзор»*.

В 2002 году Правительство прояснило вопрос разделения функций между Компанией и государственными органами в нефтегазовой области (Постановление Правительства №707 от 29 июня 2002 года). В 2002 году Правительством также были приняты правила представления Компанией государственных интересов в контрактах на недропользование посредством обязательного участия Компании в нефтяных проектах (Постановление Правительства №708 от 29 июня 2002 года, в настоящее время Совместный приказ №397 Министра по инвестициям и развития и №257 Министра энергетики). Компания была наделена полномочиями «уполномоченного органа» в отношении осуществления контроля, мониторинга и регулирования нефтяных операций в рамках СРП.

Указом Президента от 12 марта 2010 года был реорганизован ряд министерств и, в частности, было создано Министерство нефти и газа («МНГ»). Согласно Закону о недрах 2010 года и Положению о МНГ (утвержденному Постановлением Правительства №454 от 20 мая 2010 года), определенные некоммерческие или регулятивные функции Компании в качестве «уполномоченного органа» Правительства, в том числе, представление интересов Государства в рамках СРП по Северо-Каспийскому проекту и месторождению Карачаганак, были переданы МНГ, функции которого затем перешли к Министерству энергетики. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Регулирующий орган – Министерство энергетики»*.

В июне 2010 года Компания создала ТОО «PSA», 100%-ное дочернее предприятие Компании (по состоянию на 31 декабря 2017 года) с уставным капиталом в 4 077,0 млн. тенге. ТОО «PSA» несет ответственность за СРП, охватывающие Северо-Каспийский проект (месторождение Кашаган), месторождение Карачаганак и месторождение Дунга, соответственно. См. раздел *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – ТОО «PSA»*.

Ни создание Министерства нефти и газа в 2010 году, ни последующее создание ТОО «PSA» и передача ему функций «уполномоченного органа» по соглашениям о разделе продукции, ни перестановки в Правительстве, включая, в частности, создание Министерства энергетики как правопреемника МНГ, ни принятие Кодекса о недрах не оказывали, и не ожидается, что будут оказывать неблагоприятное воздействие на статус Компании как уполномоченного бенефициара преимущественных прав государства на приобретение доли в Контрактах на недропользование или запасов или иных коммерческих интересов Компании.

### **Кредитные рейтинги**

Компании присвоены следующие долгосрочные рейтинги в иностранной валюте: «Baa3» агентством Moody's, «BB-» агентством S&P, «BBB-» агентством Fitch.

В июне 2017 года агентство Fitch подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании в иностранной валюте и его прогноз. 1 августа 2017 года агентство Moody's пересмотрело прогноз Компании с негативного на стабильный, одновременно подтвердив ее долгосрочный кредитный рейтинг в иностранной валюте. 23 ноября 2017 года агентство S&P понизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании в иностранной валюте с «BB» до «BB-», сославшись на ослабление готовности Правительства оказать поддержку Компании, а также на сложную процедуру получения государственной поддержки через «Самрук-Қазына».

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 Республикой Казахстан – Большинство операций Компании осуществляется и существенная часть активов находится на территории Казахстана, соответственно, Компания в значительной степени зависит от экономических и политических условий в Казахстане»* и *«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 Соöperatieve KazMunaiGaz U.A., зарегистрированным в Нидерландах. Компания является акционером Соöperatieve 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 был создан в качестве специального юридического лица и не имеет работников или дочерних компаний.

## 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.

**Гарант (в отношении Облигаций, выпущенных KMG Finance):** АО НК «КазМунайГаз»

**Организаторы:** Citigroup Global Markets Limited, АО «Halyk Finance», J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc и Лондонский филиал «UBS AG».

**Дилеры:** Citigroup Global Markets Limited, АО «Halyk Finance», J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc и Лондонский филиал «UBS AG», назначаемые в соответствии с Дилерским соглашением.

**Доверительный управляющий:** Citicorp Trustee Company Limited

**Главный платежный агент, Трансфер-агент и Расчетный агент:** Citibank N.A., Лондонский филиал

**Регистратор, Платежный агент и Трансфер-агент:** Citigroup Global Markets Deutschland AG

**Общий 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».

- Разрешения НБРК:** Компания не вправе выпускать, размещать или регистрировать Облигации на бирже за пределами Казахстана без предварительных разрешений НБРК 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 номинированы 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 номинированы 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. Условие 3(а).
- См. раздел *«Условия выпуска Облигаций – Условие 3а. 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(а)) 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 3b. 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, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.

См. раздел «Условия выпуска Облигаций – Условие 12. Погашение, покупка и опционы» и «Форма Окончательных условий».

**Погашение:**

Облигации могут быть погашены по номинальной стоимости или за иную Сумму погашения (определяемую по формуле, индексу или иным образом), 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 12. 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 Изменении статуса (как определено в Условии 12 (d)).

Эмитент по своему выбору может погасить любые серии Облигаций полностью, но не частично, в соответствии с Условием 12(f) (*Погашение по приведенной стоимости по выбору Эмитента*) и полностью или частично в соответствии с Условием 12(g) (*Добровольное погашение по номинальной стоимости*).

См. раздел «Условия выпуска Облигаций – Условие 12. 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 12(с).

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций – Условие 12(с). 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 номинированы 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, номинированные в фунтах стерлингов) со сроком погашения менее одного года и в отношении которых поступления от выпуска принимаются Эмитентом в Великобритании или выпуск которых в иных случаях является противоречит разделу 19 FSMA, 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, или другой переменной ставке или может быть привязано к индексу, и методики расчета вознаграждения в дату выпуска и в дату наступления срока погашения по каждой соответствующей серии могут различаться.

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций – Условие 11. 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 11(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:

- (a) на той же основе, что и условная плавающая ставка по сделке своп в соответствующей Указанной валюте, в соответствии с соглашением, в которое включаются Определения 2006 ISDA (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
- (b) на основании базовой ставки, которая указывается на согласованной странице экрана системы котировок; или
- (c) на ином основании по согласованию между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(и) Дилером(ами).

Маржа (если применимо), связанная с такой плавающей ставкой, согласовывается между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(и) Дилером(ами) по каждой серии 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 Процентного периода, по предварительному согласованию до выпуска между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(и) Дилером(ами), выплачивается в Даты выплаты вознаграждения исходя из такого количества дней для расчета вознаграждения, которое будет согласовано между Эмитентом и соответствующим(и) Дилером(ами).

См. раздел *«Условия выпуска Облигаций – Условие 11(b)»*.

*Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой» и «Форма Окончательных условий».*

**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 выплате дивидендов; (ii) ограничение по продаже активов; (iii) финансовая информация; (iv) ограничения по дивидендам, которые выплачиваются крупными дочерними предприятиями; (v) слияния и присоединения; и (vi) 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 16(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 14) 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).

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 14. Налогообложение*».

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

В целом, 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 покупатель, 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 24(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, в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основной» официального списка KASE, начиная с Даты выпуска. Компания также приложит необходимые усилия для того, чтобы Облигации, выпущенные KMG Finance, были включены в листинг KASE.

**Ограничения торговли:**

Предложение и продажа Облигаций регулируются применимыми законами и нормативными документами, включая, помимо прочего, законы и нормативные акты

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Европейской Экономической Зоны, Казахстана, Нидерландов, Великобритании и Соединенных Штатов Америки.

См. раздел «*Подписка и продажа*».

**Факторы риска:**

Инвестирование в облигации влечет высокую степень 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 реструктурирующую существующую задолженность.

**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 31 декабря 2017 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 2008, 2016 и 2017 годах в капитал KMG Finance были сделаны вклады в виде надбавок к номинальной стоимости акций в размере 7 800 000 долларов США, 120 500 долларов США и 169 850 долларов США, соответственно, в каждом случае 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, и KMG Finance не выпускал никаких последующих Облигаций 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.

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, которая была продлена в 2017 году. См. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – 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 Аслан Аубекеров, 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 Исполнительным Вице-президентом и Финансовым директором Компании и имеет свой фактический адрес: пр. Кабанбай батыра 19, 010000, Астана, 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 Статье 1:1 ЗФН) на территории Нидерландов либо такое предложение сделано при обстоятельствах, к которым не применимы положения Статьи 5:20(5) ЗФН, 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 2017, 2016 и 2015 годов (в зависимости от ситуации), взята из Финансовой отчетности за 2017 и 2016 годы, 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 за 2017 год, а также Финансовой отчетности за 2016 год, включая примечания к ним, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

### Данные консолидированного отчета о финансовом состоянии

	По состоянию на 31 декабря			% изменения с 31 декабря по 31 декабря		
	2017 года <sup>(1)</sup>	2016 года <sup>(2)</sup>	2015 года <sup>(3)</sup>	2017 и 2016 гг.	2016 и 2015 гг.	
	(не проверено аудиторами) (в млн. долларов США)	(в млрд. тенге)		(% )		
<b>АКТИВЫ</b>						
<b>Долгосрочные активы</b>						
Основные средства .....	10 107,7	3 359,1	2 953,1	2 661,3	13,7	11,0
Активы по разведке и оценке.....	762,3	253,3	231,6	208,5	9,4	11,0
Инвестиционная недвижимость .....	82,5	27,4	29,5	29,3	(7,0)	0,7
Нематериальные активы.....	347,3	115,4	116,5	119,9	(0,9)	(2,9)
Долгосрочные банковские вклады .....	146,0	48,5	50,0	48,8	(3,0)	2,5
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании .....	11 465,6	3 810,4	3 706,3	3 422,9	2,8	8,3
Активы по отсроченному налогу.....	196,0	65,1	71,9	107,5	(9,4)	(33,1)
НДС к возмещению .....	290,9	96,7	71,9	42,5	34,4	69,4
Авансы за долгосрочные активы .....	375,9	124,9	139,2	133,7	(10,3)	4,1
Облигации к получению от связанной стороны.....	42,0	14,0	37,7	37,4	(62,9)	0,8
Вексель к получению от участника совместного предприятия.....	34,7	11,5	16,7	21,6	(31,0)	(22,7)
Вексель к получению от ассоциированной компании .....	82,5	27,4	34,8	42,3	(21,3)	(17,7)
Займы от связанной стороны .....	1 864,3	619,6	476,8	433,4	29,9	10,0
Прочие финансовые активы .....	12,5	4,2	–	–	–	–
Прочие долгосрочные активы.....	42,2	14,0	20,7	26,3	(32,2)	(21,2)
	<b>25 852,3</b>	<b>8 591,5</b>	<b>7 956,7</b>	<b>7 335,5</b>	8,0	8,5
<b>Текущие активы</b>						
Товарно-материальные запасы .....	327,7	108,9	98,8	125,7	10,2	(21,4)
НДС к возмещению .....	205,4	68,2	68,7	88,9	(0,7)	(22,7)
Предоплата по подоходному налогу ...	107,1	35,6	74,5	60,5	(52,2)	23,1
Торговая дебиторская задолженность..	921,7	306,3	279,8	95,5	9,5	193,0
Краткосрочные банковские вклады.....	4 931,7	1 638,9	1 182,7	947,9	38,6	24,8
Облигации к получению от связанной стороны.....	13,2	4,4	4,4	4,4	(1,5)	0,0
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон .....	417,1	138,6	113,6	113,0	22,0	0,5
Вексель к получению от участника совместного предприятия.....	79,7	26,5	17,6	8,8	50,4	99,7
Прочие текущие активы .....	505,3	167,9	149,1	93,1	12,6	60,1
Денежные средства и их эквиваленты	3 581,2	1 190,2	878,4	770,0	35,5	14,1
	11 090,1	3 685,6	2 867,6	2 308,0	28,5	24,2
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи .....	3 345,1	1 111,7	1 058,8	1 066,2	5,0	(0,7)

	По состоянию на 31 декабря			% изменения с 31 декабря по 31 декабря		
	2017 года <sup>(1)</sup> (не проверено аудиторами) (в млн. долларов США)	2017 года	2016 года <sup>(2)</sup>	2015 года <sup>(3)</sup>	2017 и 2016 гг.	2016 и 2015 гг.
			(в млрд. тенге)		(%)	
	14 435,2	4 797,3	3 926,4	3 374,2	22,2	16,4
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b> .....	<b>40 287,5</b>	<b>13 388,8</b>	<b>11 883,1</b>	<b>10 709,7</b>	12,7	11,0

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 332,33 тенге за 1 доллар США, установленному KASE по состоянию на 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Переклассифицировано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 2 к Финансовой отчетности за 2017 год.
- (3) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

	По состоянию на 31 декабря				% изменения с 31 декабря по 31 декабря	
	2017 года <sup>(1)</sup> (не проверено аудиторами) (в млн. долларов США)	2017 года	2016 года	2015 года <sup>(2)</sup>	2017 и 2016 гг.	2016 и 2015 гг.
			(в млрд. тенге)		(%)	
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>						
<b>Капитал</b>						
Уставный капитал .....	2 134,5	709,3	696,4	696,4	1,9	0,0
Дополнительный оплаченный капитал .....	733,8	243,9	243,7	243,7	0,1	0,0
Прочий капитал .....	0,3	0,08	0,2	3,1	(62,5)	(92,8)
Резерв от пересчета валюты отчетности .....	3 907,1	1 298,4	1 372,8	1 405,3	(5,4)	(2,3)
Нераспределенная прибыль .....	10 533,6	3 500,6	3 163,7	2 988,5	10,7	5,9
<b>Относящийся к акционерам Материнской компании</b>						
Неконтрольная доля участия .....	17 309,2	5 752,4	5 476,7	5 337,0	5,0	2,6
Итого капитала .....	2 617,9	870,0	801,6	753,2	8,5	6,4
<b>ИТОГО КАПИТАЛА</b> .....	<b>19 927,2</b>	<b>6 622,4</b>	<b>6 278,3</b>	<b>6 090,2</b>	5,5	3,1
<b>Долгосрочные обязательства</b>						
Займы .....	10 229,3	3 399,5	2 706,1	2 932,3	25,6	(7,7)
К оплате за приобретение дополнительной доли участия в Северо-Каспийском проекте .....	–	–	–	–	–	–
Резервы .....	453,3	150,6	139,4	150,4	8,1	(7,3)
Обязательства по отсроченному налогу .....	938,9	312,0	264,6	218,9	17,9	20,9
Финансовая гарантия .....	32,4	10,8	12,3	8,0	(12,2)	53,2
Предоплата по договорам поставки нефти .....	1 750,0	581,6	738,6	–	(21,3)	100,0
Прочие долгосрочные обязательства .....	139,2	46,3	52,5	23,2	(11,9)	126,3
<b>Итого долгосрочных обязательств</b> .....	<b>13 543,0</b>	<b>4 500,8</b>	<b>3 913,4</b>	<b>3 332,9</b>	15	17,4
<b>Текущие обязательства</b>						
Займы .....	2 298,8	764,0	366,4	296,5	108,5	23,6
Резервы .....	237,2	78,8	94,4	116,5	(16,5)	(19,0)
Подходный налог к уплате .....	23,2	7,7	2,3	4,1	234,7	(43,9)
Торговая кредиторская задолженность .....	978,3	325,1	260,1	174,2	25,0	49,3
Прочие налоги к уплате .....	238,2	79,2	34,0	40,0	132,7	(15,0)
Финансовая гарантия .....	3,5	1,2	1,2	1,1	(3,4)	10,1
Производные финансовые инструменты .....	–	–	–	–	–	–
Предоплата по договорам поставки нефти .....	1 000,0	332,3	250,0	–	32,9	100,0
Прочие текущие обязательства .....	434,5	144,4	119,0	145,2	21,3	(18,0)
<b>Итого текущих обязательств</b> .....	<b>5 213,7</b>	<b>1 732,7</b>	<b>1 127,5</b>	<b>777,7</b>	53,7	45,0
Обязательства, прямо относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи .....	1 603,6	532,9	563,9	508,8	(5,5)	10,8
<b>Итого обязательств</b> .....	<b>20 360,3</b>	<b>6 766,4</b>	<b>5 604,8</b>	<b>4 619,4</b>	20,7	21,3
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b> .....	<b>40 287,5</b>	<b>13 388,8</b>	<b>11 883,1</b>	<b>10 709,7</b>	12,7	11,0

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 332,33 тенге за 1 доллар США, установленному KASE по состоянию на 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

*Данные консолидированного отчета о совокупном доходе*

	За годы, закончившиеся 31 декабря				% изменения между годами, закончившимися 31 декабря	
	2017 года <sup>(1)</sup>	2017 года	2016 года	2015 года <sup>(2)</sup>	2016	2015
	(не проверено аудиторами)				и 2017 гг.	и 2016 гг.
	(в млн. долларов США)		(в млрд. тенге)		(%)	
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг .....	7 540,6	2 458,8	1 857,4	1 093,8	32,4	69,8
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг .....	(7 298,5)	(2 379,9)	(1 561,7)	(1 090,4)	52,4	43,2
<b>Валовая прибыль .....</b>	<b>242,1</b>	<b>78,9</b>	<b>295,7</b>	<b>3,4</b>	<b>(73,3)</b>	<b>8 531,5</b>
Общие и административные расходы .....	(466,2)	(152,0)	(117,7)	(211,2)	29,2	(44,3)
Расходы по транспортировке и реализации .....	(884,8)	(288,5)	(198,5)	(195,3)	45,4	1,6
Обесценение основных средств .....	(78,6)	(25,6)	(3,3)	(67,1)	681,1	(95,1)
Обесценение гудвилла .....	–	–	–	(11,9)	–	(100,0)
(Убыток)/прибыль от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто .....	(11,7)	(3,8)	(5,6)	(3,6)	(32,1)	57,0
Прочий операционный доход .....	61,8	20,2	19,4	21,7	3,8	(10,4)
Прочий операционный убыток .....	(92,3)	(30,1)	(14,8)	(19,5)	103,0	(24,1)
<b>Убыток от операционной деятельности .....</b>	<b>(1 229,7)</b>	<b>(401,0)</b>	<b>(24,8)</b>	<b>(483,6)</b>	<b>1 519,9</b>	<b>(94,9)</b>
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто .....	206,0	67,2	(12,9)	469,5	(621,0)	(102,7)
Финансовый доход .....	373,3	121,7	167,9	173,0	(27,5)	(2,9)
Финансовые затраты .....	(904,4)	(294,9)	(230,4)	(198,3)	28,0	16,2
Восстановление обесценения/(обесценение) инвестиций в совместные предприятия .....	45,5	14,8	(5,5)	(9,3)	(369,7)	(41,1)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи .....	(0,2)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(27,0)	8,0
Обесценение займов выданных .....	–	–	(1,3)	(11,0)	-(100,0)	(87,7)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто .....	1 271,4	414,6	270,2	112,8	53,4	139,5
<b>Прибыль/(убыток) до учета подоходного налога .....</b>	<b>(238,1)</b>	<b>(77,6)</b>	<b>163,1</b>	<b>53,0</b>	<b>(147,6)</b>	<b>207,9</b>
Расходы по подоходному .....	(588,9)	(192,0)	(163,8)	(231,5)	17,2	(29,3)

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

налогу .....						
Убыток за период от продолжающейся деятельности .....	<u>(827,0)</u>	<u>(269,7)</u>	<u>(0,7)</u>	<u>(178,6)</u>	<b>39 382,0</b>	<b>(99,6)</b>
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности .....	<u>2 420,2</u>	<u>789,2</u>	<u>360,9</u>	<u>673,2</u>	118,7	(46,4)
<b>Чистая прибыль за год ....</b>	<b><u>1 593,2</u></b>	<b><u>519,5</u></b>	<b><u>360,2</u></b>	<b><u>494,7</u></b>	<b>44,2</b>	<b>(27,2)</b>
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений .....	(227,5)	(74,2)	(38,1)	1 180,9	94,8	(103,2)
Накопленная курсовая разница группы выбытия ...	<u>(1,3)</u>	<u>(0,4)</u>	<u>–</u>	<u>(106,9)</u>	–	(100,0)
<b>Чистый прочий совокупный (убыток)/прибыль за год, подлежащий/подлежащ ая переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах .....</b>	<b><u>(228,8)</u></b>	<b><u>(74,6)</u></b>	<b><u>(38,1)</u></b>	<b><u>1 073,9</u></b>	<b>95,9</b>	<b>(103,5)</b>
Переоценка актуарных доходов/(убытков) по планам с установленными выплатами Группы .....	(3,5)	(1,1)	3,8	(1,8)	(130,4)	(314,5)
Переоценка актуарных доходов/(убытков) по планам с установленными выплатами совместных предприятий .....	(0,5)	(0,2)	(0,1)	–	36,3	–
Списание отсроченных налоговых активов .....	(0,5)	(0,2)	–	–	–	–
Налоговый эффект компонентов совокупного убытка .....	0,0	0,0	(0,8)	0,4	(101,1)	(320,9)
<b>Чистый прочий совокупный убыток за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах .....</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>2,8</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(151,5)</b>	<b>(305,2)</b>
<b>Прочий совокупный (убыток)/прибыль за год .....</b>	<b>(233,2)</b>	<b>(76,1)</b>	<b>(35,2)</b>	<b>1 072,6</b>	<b>115,8</b>	<b>(103,3)</b>
<b>Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога .....</b>	<b>1 360,0</b>	<b>443,5</b>	<b>324,9</b>	<b>1 567,2</b>	<b>36,5</b>	<b>(79,3)</b>
<b>Чистая прибыль за год, приходящаяся на:</b>						
Акционеров						
Материнской компании .....	1 341,7	437,5	305,8	398,3	43,0	(23,2)
Неконтрольная доля участия .....	<u>251,6</u>	<u>82,0</u>	<u>54,3</u>	<u>96,4</u>	51,0	(43,6)
	<b>1593,2</b>	<b>519,5</b>	<b>360,2</b>	<b>494,7</b>	<b>44,2</b>	<b>(27,2)</b>
<b>Итого совокупный доход за год, приходящийся на:</b>						
Акционеров	1 109,8	361,9	275,6	1 353,7	31,3	(79,6)

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Материнской компании .....

Неконтрольную долю

участия .....	250,2	81,6	49,3	213,5	65,5	(76,9)
	<b>1 360,0</b>	<b>443,5</b>	<b>324,9</b>	<b>1 567,2</b>	<b>36,5</b>	<b>(79,3)</b>

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 326,08 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 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 за 2017 год и Финансовой отчетности за 2016 год, в каждом отдельном случае, включая примечания к ним, и с прочими финансовыми данными, содержащимися в настоящем Базовом проспекте.

### Альтернативные показатели производительности

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

	По состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря			
	2017 года <sup>(1)(2)</sup>	2017 года <sup>(1)</sup>	2016 года <sup>(1)</sup>	2015 года <sup>(1)</sup>
	(в млн. долларов США)	(в млрд. тенге, кроме коэффициентов)		
ЕВИТ <sup>(3)</sup> .....	3 117,5	1 016,6	761,8	498,2
ЕВИТДА <sup>(4)</sup> .....	3 892,7	1 269,3	999,9	768,3
Задолженность (включая текущую часть) <sup>(1)(5)</sup> .....	12 944,3	4 301,8	3 279,4	3 467,1
Итого капитал <sup>(6)</sup> .....	19 927,2	6 622,4	6 278,3	6 090,2
Капитализация <sup>(7)</sup> .....	32 871,5	10 924,2	9 557,7	9 557,3
Чистая капитализация <sup>(8)</sup> .....	23 963,5	7 963,8	7 413,8	7 752,2
Чистая задолженность <sup>(3)(9)</sup> .....	4 036,3	1 341,4	1 135,5	1 662,0
Задолженность (включая текущую часть)/ЕВИТДА ..	3,3	3,4	3,3	4,5
Чистая задолженность/Чистая капитализация .....	0,2	0,2	0,2	0,2
Задолженность (включая текущую часть)/Общий капитал .....	0,6	0,6	0,5	0,6
Текущая ликвидность <sup>(10)</sup> .....	2,1	2,1	2,3	2,6
ЕВИТ/Финансовые затраты .....	3,3	3,3	3,2	2,3

#### Примечания:

- (1) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год.
- (2) Для удобства показатели балансового отчета пересчитаны в долларах США по среднему курсу 332,33 тенге за 1 доллар США, установленному KASE по состоянию на 31 декабря 2017 года, а показатели отчета о доходе пересчитаны в долларах США по среднему курсу 326,08 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (3) Компания рассчитывает ЕВИТ за любой соответствующий период как прибыль до учета подоходного налога за такой период плюс финансовые затраты за такой период.
- (4) ЕВИТДА за соответствующий период – это ЕВИТ за указанный период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за указанный период.
- (5) Задолженность – текущая часть займов плюс долгосрочная часть займов на 31 декабря соответствующего периода.
- (6) Капитал – итоговый капитал по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (7) Капитализация – совокупность задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (8) Чистая капитализация – совокупность чистой задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (9) Чистая задолженность – задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (10) Текущая ликвидность – текущие активы на 31 декабря соответствующего года, разделенные на текущие обязательства на 31 декабря соответствующего года.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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

	За годы, закончившиеся 31 декабря			
	2017 года <sup>(1)</sup>	2017 года <sup>(2)</sup>	2016 года <sup>(2)</sup>	2015 года <sup>(2)</sup>
	(в млн. долларов США, кроме коэффициентов)	(в млрд. тенге, кроме коэффициентов)		
Прибыль/(убыток) до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности .....	(238,1)	(77,6)	163,1	53,0
Прибыль с учетом подоходного налога от прекращенной деятельности .....	2 420,2	789,2	360,9	673,2
Подоходный налог, связанный с прекращенной деятельностью .....	(4,6)	(1,5)	(3,1)	(447,8)
Прибыль до учета подоходного налога .....	2 177,6	710,1	520,8	278,4
Финансовые затраты .....	(939,9)	(306,5)	(241,0)	(219,7)
ЕВІТ <sup>(3)</sup> .....	3 117,5	1 016,6	761,8	498,2
Износ и амортизация .....	724,5	236,2	217,8	164,2
Обесценение долгосрочных активов .....	50,6	16,5	20,2	105,9
ЕВІТДА <sup>(4)</sup> .....	3 892,7	1 269,3	999,9	768,3
ЕВІТ/Финансовые затраты .....	(3,3)	(3,3)	(3,2)	(2,3)

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 326,08 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, соответственно. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год.
- (3) Компания рассчитывает ЕВІТ за любой соответствующий период как прибыль до учета подоходного налога за такой период плюс финансовые затраты за такой период.
- (4) ЕВІТДА за любой соответствующий период представляет собой ЕВІТ за такой период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за такой период.

В следующей таблице приведены данные по сверке показателей ЕВІТ, ЕВІТДА и ЕВІТ/Финансовые затраты и прибыли до учета корпоративного подоходного налога от продолжающейся деятельности за указанные годы:

	За годы, закончившиеся 31 декабря			
	2017 года <sup>(1)</sup>	2017 года	2016 года	2015 года
	(в млн. долларов США, кроме коэффициентов)	(в млрд. тенге, кроме коэффициентов)		
Прибыль до учета подоходного налога .....	(238,1)	(77,6)	163,1	53,0
Финансовые затраты .....	(904,4)	(294,9)	(230,4)	(198,3)
ЕВІТ <sup>(2)</sup> .....	666,3	217,3	393,5	251,3
Износ и амортизация .....	549,5	179,2	180,3	141,2
Обесценение долгосрочных активов .....	33,3	10,9	10,2	99,4
ЕВІТДА <sup>(3)</sup> .....	1 249,1	407,3	584,0	491,9
ЕВІТ/Финансовые затраты .....	(0,74)	(0,74)	(1,71)	(1,27)

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 326,08 тенге за 1 доллар США, опубликованному KASE за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, соответственно. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Компания рассчитывает ЕВІТ за любой соответствующий период как прибыль до учета подоходного налога за такой период плюс финансовые затраты за такой период.
- (3) ЕВІТДА за любой соответствующий период представляет собой ЕВІТ за такой период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за такой период.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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:

	2017 года <sup>(1)</sup>	По состоянию на 31 декабря		
	(в млн. долларов США, кроме коэффициентов)	2017 года <sup>(2)</sup>	2016 года <sup>(2) (3)</sup>	2015 года <sup>(2) (3)</sup>
		(в млрд. тенге, кроме коэффициентов)		
Займы (долгосрочные) <sup>(4)</sup> .....	10 282,5	3 417,2	2 706,1	2 932,3
Займы (текущие) <sup>(4)</sup> .....	2 661,8	884,6	573,3	534,8
<b>Задолженность (включая текущую часть)<sup>(5)</sup> ..</b>	<b>12 944,3</b>	<b>4 301,8</b>	<b>3 279,4</b>	<b>3 467,1</b>
<b>Итоговый капитал.....</b>	<b>19 927,2</b>	<b>6 622,4</b>	<b>6 278,3</b>	<b>6 090,2</b>
<b>Капитализация<sup>(6)</sup>.....</b>	<b>32 871,5</b>	<b>10 924,2</b>	<b>9 557,7</b>	<b>9 557,3</b>
Денежные средства в банках.....	3 821,5	1 270,0	905,5	808,4
Депозиты (сроком менее 12 месяцев).....	4 940,5	1 641,9	1 188,4	947,9
Депозиты (сроком свыше 12 месяцев).....	146,0	48,5	50,0	48,8
<b>Денежные средства и депозиты (включая долгосрочные)<sup>(7)</sup>.....</b>	<b>8 908,0</b>	<b>2 960,4</b>	<b>2 143,9</b>	<b>1 805,2</b>
<b>Чистая задолженность<sup>(8)</sup>.....</b>	<b>4 036,3</b>	<b>1 341,4</b>	<b>1 135,5</b>	<b>1 662,0</b>
<b>Чистая капитализация<sup>(9)</sup>.....</b>	<b>23 963,5</b>	<b>7 963,8</b>	<b>7 413,8</b>	<b>7 752,2</b>
<b>Чистая задолженность/Чистая капитализация (%).....</b>	<b>0,17</b>	<b>0,17</b>	<b>0,15</b>	<b>0,21</b>
<b>Задолженность (включая текущую часть)/Общий капитал.....</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,52</b>	<b>0,57</b>
<b>Задолженность (включая текущую часть)/ЕБИТДА<sup>(10)</sup>.....</b>	<b>3,33</b>	<b>3,39</b>	<b>3,28</b>	<b>4,51</b>

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 332,33 тенге за 1 доллар США, установленному KASE по состоянию на 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год.
- (3) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (4) Долгосрочные займы для активов, классифицированных как предназначенные для продажи, включены в скорректированные текущие займы в соответствии с Примечанием 3 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечанием 2 к Финансовой отчетности за 2016 год.
- (5) Задолженность – текущая часть займов плюс долгосрочная часть займов на 31 декабря соответствующего периода.
- (6) Капитализация – совокупность задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (7) Денежные средства и депозиты (в том числе, долгосрочные) представляют собой сумму денежных средств в банках, депозитов со сроком погашения менее 12 месяцев и депозитов со сроком погашения свыше 12 месяцев.
- (8) Чистая задолженность – задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (9) Чистая капитализация – совокупность чистой задолженности и капитала по состоянию на 31 декабря соответствующего периода, в зависимости от ситуации.
- (10) Данные по сверке ЕБИТДА с прибылью до учета подоходного налога см. выше.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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

	По состоянию на 31 декабря			
	2017 года <sup>(1) (2)</sup>	2017 года <sup>(2)</sup>	2016 года <sup>(2) (3)</sup>	2015 года <sup>(2) (3)</sup>
	(в млн. долларов США, кроме коэффициентов)	(в млрд. тенге, кроме коэффициентов)		
Текущие активы .....	14 435,2	4 797,3	3 926,4	3 374,2
Текущие обязательства .....	6 817,3	2 265,6	1 691,4	1 286,5
Текущая ликвидность <sup>(4)</sup> .....	2,1	2,1	2,3	2,6

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу 332,33 тенге за 1 доллар США, установленному KASE по состоянию на 31 декабря 2017 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи. См. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2016 год.
- (3) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (4) Текущая ликвидность – текущие активы на 31 декабря соответствующего года, разделенные на текущие обязательства на 31 декабря соответствующего года.

**Структура соотношения собственных и заемных средств**

В таблицах ниже приведены данные по активам, денежным средствам и депозитам (включая долгосрочные), задолженности и EBITDA Компании и определенных ее дочерних предприятий по состоянию на и за указанные годы:

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года			
	Активы	Денежные средства и депозиты <sup>(1)</sup>	Задолженность <sup>(2)</sup>	ЕБИТДА <sup>(3)</sup>
	(в млрд. тенге)			
Компания <sup>(4)</sup> .....	13 388,8	2 960,4	4 301,8	1 269,3
Компания <sup>(5)</sup> .....	9 969,2	1 076,4	3 697,7	699,8
КТГ <sup>(6)</sup> .....	1 397,3	24,1	449,9	167,2
КТО <sup>(6)</sup> .....	550,6	69,2	–	114,9
РД КМГ <sup>(6)</sup> .....	2 333,8	421,6	7,5	280,9

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и депозиты (в том числе, долгосрочные).
- (2) Задолженность представляет собой текущую часть займов плюс долгосрочную часть займов по состоянию на 31 декабря 2017 года, 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года (в зависимости от ситуации). Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (3) ЕБИТДА за любой соответствующий период представляет собой ЕБИТ за такой период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за такой период.
- (4) На консолидированной основе.
- (5) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.
- (6) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года

	Активы	Денежные средства и депозиты <sup>(1)</sup>	Задолженность <sup>(2)</sup>	ЕБИТДА <sup>(3)</sup>
		(в млрд. тенге)		
Компания .....	11 883,1	2 143,9	3 279,4	999,9
Компания <sup>(4)</sup> .....	8 806,2	506,5	2 877,6	649,4
КТГ <sup>(5)</sup> .....	1 215,6	94,1	365,2	175,0
КТО <sup>(5)</sup> .....	539,6	89,2	–	112,7
РД КМГ <sup>(5)</sup> .....	2 110,5	162,1	9,3	205,3
КМГ-ПМ .....	1 361,4	103,9	945,0	153,2

Примечания:

- (1) Включает денежные средства и депозиты (в том числе, долгосрочные).
- (2) Задолженность представляет собой текущую часть займов плюс долгосрочную часть займов по состоянию на 31 декабря 2017 года, 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года (в зависимости от ситуации). Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (3) ЕБИТДА за любой соответствующий период представляет собой ЕБИТ за такой период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за такой период.
- (4) На консолидированной основе.
- (5) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (6) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 года<sup>(1)</sup>

	Активы	Денежные средства и депозиты <sup>(2)</sup>	Задолженность <sup>(3)</sup>	ЕБИТДА <sup>(4)</sup>
		(в млрд. тенге)		
Компания <sup>(5)</sup> .....	10 709,7	1 805,2	3 467,1	768,3
Компания <sup>(6)</sup> .....	2 792,0	173,2	2 246,4	(855,3)
КТГ <sup>(7)</sup> .....	995,4	32,2	320,8	(54,8)
КТО <sup>(7)</sup> .....	533,8	67,4	–	121,4
РД КМГ <sup>(7)</sup> .....	2 010,7	237,3	11,6	376,3
КМГ-ПМ <sup>(7)</sup> .....	1 141,8	87,3	785,1	(157,1)

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Включает денежные средства и депозиты (в том числе, долгосрочные).
- (3) Задолженность представляет собой текущую часть займов плюс долгосрочную часть займов по состоянию на 31 декабря 2017 года, 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года (в зависимости от ситуации). Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (4) ЕБИТДА за любой соответствующий период представляет собой ЕБИТ за такой период плюс износ, амортизация и обесценение долгосрочных активов за такой период.
- (5) На консолидированной основе.
- (6) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (7) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблице ниже приведены данные по сверке показателей EBITDA к прибыли Компании и определенных ее дочерних предприятий до учета подоходного налога за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года				
	Компания	Компания <sup>(1)</sup>	КТГ <sup>(2)</sup>	КТО <sup>(2)</sup>	РД КМГ <sup>(2)</sup>
	(в млрд. тенге)				
Прибыль до учета подоходного налога.....	710,1	406,4	99,5	84,8	241,0
Финансовые затраты.....	(306,5)	(210,4)	(36,9)	(2,5)	(4,3)
Износ и амортизация .....	236,2	1,3	30,5	27,7	35,6
Обесценение долгосрочных активов.....	16,5	81,6	0,3	–	–
EBITDA .....	1 269,3	699,8	167,2	114,9	280,9

Примечания:

- (1) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (2) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года					
	Компания	Компания <sup>(1)</sup>	КТГ <sup>(2)</sup>	КТО <sup>(2)</sup>	РД КМГ <sup>(2)</sup>	КМГ-ПМ <sup>(2)</sup>
	(в млрд. тенге)					
Прибыль до учета подоходного налога .....	520,8	423,9	107,9	82,6	168,7	94,2
Финансовые затраты .....	(241,0)	(186,3)	(27,2)	(2,5)	(5,8)	(24,7)
Износ и амортизация .....	217,8	1,9	28,8	27,7	30,8	34,1
Обесценение долгосрочных активов .....	20,2	37,2	11,0	(0,2)	–	0,2
EBITDA .....	999,9	649,4	175,0	112,7	205,3	153,2

Примечания:

- (1) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (2) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года <sup>(1)</sup>					
	Компания <sup>(2)</sup>	Компания <sup>(3)</sup>	КТГ <sup>(4)</sup>	КТО <sup>(4)</sup>	РД КМГ <sup>(4)</sup>	КМГ-ПМ <sup>(4)</sup>
	(в млрд. тенге)					
Прибыль до учета подоходного налога .....	278,4	(1 095,8)	(107,9)	97,1	371,2	(199,6)
Финансовые затраты .....	(219,7)	(169,0)	(26,1)	(2,2)	15,0	(10,3)
Износ и амортизация .....	164,2	2,7	25,7	23,2	20,1	27,9
Обесценение долгосрочных активов .....	105,9	68,8	1,4	(1,1)	–	4,3
EBITDA.....	768,3	(855,3)	(54,8)	121,4	376,3	(157,1)

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (3) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (4) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В следующих таблицах приведены данные сверки сумм задолженности к займам (текущим) и займам (долгосрочным) Компании и определенных ее дочерних предприятий на указанные даты:

**По состоянию на 31 декабря 2017 года**

	<u>Компания<sup>(1)</sup></u>	<u>Компания<sup>(2)</sup></u>	<u>КТГ<sup>(3)</sup></u>	<u>КТО<sup>(3)</sup></u>	<u>РД КМГ<sup>(3)</sup></u>
	<i>(в млрд. тенге)</i>				
Займы (долгосрочные).....	3 417,2	2 754,2	375,3	–	1,8
Займы (текущие).....	884,6	943,5	74,6	–	5,7
<b>Задолженность (включая текущую часть).....</b>	<b>4 301,8</b>	<b>3 697,7</b>	<b>449,9</b>	<b>–</b>	<b>7,5</b>

Примечания:

- (1) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (2) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (3) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

**По состоянию на 31 декабря 2016 года**

	<u>Компания<sup>(1)</sup></u>	<u>Компания<sup>(2)</sup></u>	<u>КТГ<sup>(3)</sup></u>	<u>КТО<sup>(3)</sup></u>	<u>РД КМГ<sup>(3)</sup></u>	<u>КМГ-ПМ<sup>(3)</sup></u>
	<i>(в млрд. тенге)</i>					
Займы (долгосрочные).....	2 706,1	2 483,4	232,1	–	3,8	795,5
Займы (текущие).....	573,3	394,2	133,0	–	5,5	149,4
<b>Задолженность (включая текущую часть).....</b>	<b>3 279,4</b>	<b>2 877,6</b>	<b>365,2</b>	<b>–</b>	<b>9,3</b>	<b>945,0</b>

Примечания:

- (1) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (2) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (3) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

**По состоянию на 31 декабря 2015 года<sup>(1)</sup>**

	<u>Компания<sup>(2)</sup></u>	<u>Компания<sup>(3)</sup></u>	<u>КТГ<sup>(4)</sup></u>	<u>КТО<sup>(4)</sup></u>	<u>РД КМГ<sup>(4)</sup></u>	<u>КМГ-ПМ<sup>(4)</sup></u>
	<i>(в млрд. тенге)</i>					
Займы (долгосрочные).....	2 932,3	2 055,5	277,1	–	6,0	703,6
Займы (текущие).....	534,8	190,9	43,7	–	5,6	81,5
<b>Задолженность (включая текущую часть).....</b>	<b>3 467,1</b>	<b>2 246,4</b>	<b>320,8</b>	<b>–</b>	<b>11,6</b>	<b>785,1</b>

Примечания:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Финансовые показатели и коэффициенты по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, рассчитаны с соответствующими корректировками в отношении активов, классифицированных как предназначенные для продажи.
- (3) На основании бухгалтерских записей Компании до осуществления взаиморасчетов и консолидированных корректировок внутри группы.
- (4) На основании бухгалтерских записей соответствующих дочерних предприятий.

## 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 за 2017 год и Финансовой отчетностью за 2016 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Финансовая отчетность за 2017 год и Финансовая отчетность за 2016 год составлена в соответствии с требованиями МСФО. 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 вертикально интегрированной казахстанской компанией, осуществляющей операции по разведке и добыче (upstream), транспортировке (midstream) и переработке и реализации (downstream), главным образом в Казахстане. По данным Комитета по статистике, а также в соответствии с внутренней информацией Компании, руководство Компании полагает, что на 31 декабря 2017 года Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи на консолидированной основе (включая пропорциональные доли совместных предприятий и ассоциированных компаний). В соответствии с информацией, полученной от Комитета по статистике, а также в соответствии с внутренней информацией Компании, Компания также является оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности сети нефте- и газопроводов в Казахстане (в основном посредством КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, Компания владеет крупными или контрольными долями участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International».

На результаты деятельности Компании и их изменение по годам оказывают влияние различные внешние факторы. В связи с тем, что основная хозяйственная деятельность Компании осуществляется на территории Казахстана, к числу таких факторов относятся политический климат в стране, состояние экономики, а также глобальные и региональные экономические условия, политическая и военная стабильность; недостаточная развитость и изменения законодательной, налоговой и правовой базы, в том числе, состояние рынка ценных бумаг, эффективность экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, принимаемых Правительством; и финансовые риски, среди которых риск изменения ставки вознаграждения, кредитный риск и риск ликвидности, вытекающие (помимо прочего) из продолжающихся потрясений в казахстанском, банковском, секторе. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан».

Компания рассчитывает свои резервы, применяя Казахстанскую Методологию, которая значительно отличается от международно-признанных Классификаций и методологий, установленных Стандартами Системы управления ресурсами и запасами углеводородов и SEC, в частности в отношении того, что коммерческие факторы принимаются в расчет при расчете резервов. Если не указано иное, сведения, представленные в настоящем Базовом проспекте по добыче и запасам, а также иные подобные сведения о совместных предприятиях Компании и ее дочерних предприятиях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних предприятий в совместных предприятиях. Аналогичным образом, сведения, представленные в настоящем Базовом проспекте по добыче и запасам, и иные подобные сведения об ассоциированных компаниях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних предприятий в таких ассоциированных компаниях. В некоторых разделах настоящего Базового проспекта Компания приводит сведения по добыче и запасам, и иные подобные сведения в отношении Компании и ее дочерних предприятий, а также совместно контролируемых активов отдельно от сведений по добыче и запасам совместных предприятий, учет которых осуществляется методом по доле участия, в целях обеспечения определенной увязки

с финансовым учетом по соответствующим организациям. Резервы оцениваются ежегодно и, соответственно, на дату настоящего Базового проспекта информация по резервам, на дату после 31 декабря 2017 года, отсутствует.

Компания генерирует доходы от продажи сырой нефти, нефтепродуктов, платежей по договорам транспортировки нефти и газа, продажи продуктов переработки газа, а также иных видов поступлений, включающих продажу тепло- и электроэнергии, выплат по роялти в натуральной форме, продажи непрофильных активов и других видов деятельности. Доходы Компании отражаются в отчетах по пяти производственным сегментам: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти; транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти (в т.ч. в виде роялти, выплачиваемых в натуральной форме) и нефтепродуктов, а также иных видов деятельности, включая поставку тепло- и электроэнергии, авиаперевозки (до ноября 2017 года), информационные и иные вспомогательные сервисные услуги (которые представлены как «другие» из-за их относительной незначительности). За 2017 и 2016 года крупнейшим производственным сегментом Компании, приносящим наибольший доход, являлась переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов, а крупнейшим операционным сегментом с точки зрения чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа в 2017 году, и переработка и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами в 2016 году. В 2015 году самым крупным производственным сегментом Компании с точки зрения выручки и чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа. См. раздел «Производственные сегменты» ниже.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, общий доход Компании увеличился на 32,4% до 2458,8 млрд. тенге с 1 857,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 69,8% с 1093,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, увеличилась на 44,2% до 519,5 млрд. тенге с 360,2 млрд. тенге, полученных за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает сокращение на 27,2% по сравнению с 494,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

По состоянию на 31 декабря 2017 года общая стоимость активов Компании составляла 13 388,8 млрд. тенге по сравнению с 11 883,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года, и 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015.

### **Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность**

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, которые могут повлиять на показатели деятельности в будущем, являются: (i) экономическая среда, в которой работает Компания, в том числе, недавний глобальный финансовый кризис и, затем, длительное восстановление экономики; (ii) колебания цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки и предварительные продажи нефти Компанией; (iii) влияние изменений валютного курса, включая, в частности, девальвацию тенге в 2014 году и дальнейшее обесценение тенге в результате принятия в августе 2015 года свободно-плавающего обменного курса и политики среднесрочного таргетирования инфляции; (iv) изменения в объемах добычи сырой нефти, газа и производства нефтепродуктов; (v) приобретение, отчуждение, прекращенные операции и утрата контроля над дочерними предприятиями; (vi) изменения в тарифах на услуги транспортировки нефти и газа; (vii) в доле дохода совместных предприятий и ассоциированных компаний, признаваемых Компанией и ее дочерними предприятиями; (viii) программа капиталовложений Компании; (ix) налогообложение, включая налог на сверхприбыль и другие платежи; и (ix) принятие новых стандартов МСФО.

### **Текущая экономическая ситуация**

Экономика Казахстана чувствительна к спадам на рынке и снижению темпов экономического развития в мире. Результатом воздействия глобального экономического кризиса, начавшегося в 2008 году, помимо других событий, стало снижение уровня финансирования на рынках капиталов, понижение уровней ликвидности в банковском секторе и ужесточение кредитных условий на территории Казахстана и в целом в отношении казахстанских компаний, а также ослабление спроса и снижение цен на сырую нефть и другие сырьевые материалы. В период с 2014 по 2016 годы экономика Казахстана подвергалась воздействию постоянно снижающихся цен на нефть, а также девальвации и обесценения тенге по отношению к доллару США. Согласно

государственной статистике, рост реального ВВП составил 1,2% в 2015 году, 1,0% в 2016 году и 4,3% за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2017 года. В августе 2015 года НБРК объявил о принятии свободно плавающего обменного курса, что привело к обесценению тенге на 26,2% по отношению к доллару США. По состоянию на 31 декабря 2017 года официальный обменный курс тенге к доллару США, согласно данным КФБ, составил 332,33 тенге за 1 доллар США по сравнению с 333,29 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2016 года и 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года. См. раздел «Влияние изменений обменного курса». Все перечисленное выше привело к сокращению доступа к капиталу, более высокой стоимости капитала, увеличению инфляции и неопределенности в отношении экономического роста, что оказало и, очевидно, будет продолжать оказывать существенное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности.

Будущая стабильность экономики Казахстана в большей мере зависит от продолжения реализации программ экономических реформ и эффективности экономики, финансовых и фискальных мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития других экономик в регионе, в частности российской экономики и соответствующего воздействия на стоимость российского рубля.

Хотя Компания не может достоверно оценить, какое влияние может оказать дальнейшее ухудшение экономической ситуации на финансовых рынках, продолжение или повышение волатильности национальной валюты, цен на сырьевые материалы и на рынках ценных бумаг в какие-либо периоды после 31 декабря 2017 года, на ее финансовое положение и результаты ее деятельности на консолидированной основе, коммерческая деятельность Компании может продолжать испытывать на себе неблагоприятное воздействие в связи с общей экономической ситуацией, нестабильностью в регионе, и в условиях нового или продолжающегося снижения цен и спроса на сырую нефть и другие сырьевые материалы. Такие рыночные условия могут повлиять, помимо прочего, на производство и объемы добычи сырой нефти, природного газа и продуктов нефтепереработки, наличие денежных средств Компании в банках в Казахстане, стоимости финансирования Компании и курсов обмена тенге к доллару США и, соответственно, оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Кроме того, Правительство обладает полным контролем над Компанией и может оказывать влияние на ее деятельность, к примеру, накладывая на компанию социальные и другие обязательства, что может оказать неблагоприятное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности. К примеру, после девальвации тенге по отношению к доллару в феврале 2014 года президент Казахстана постановил, что все государственные компании, включая Компанию, обязаны произвести индексации зарплат сотрудников, чтобы девальвация не оказала негативного влияния на работников. В последующие годы также продолжались индексации по указанию Правительства. Соответственно, это привело к увеличению фонда заработной платы и других издержек, связанных с сотрудниками, за год, который закончился 31 декабря 2014 года, и последующие годы, а также дальнейшее увеличение заработных плат, связанное с повторной индексацией по указанию Правительства, продолжало в последующие периоды увеличивать фонд заработной платы и других издержек, связанных с сотрудниками.

#### ***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. Цены на сырую нефть были особенно подвержены колебаниям на протяжении последних лет. Согласно данным СЭИ, средняя спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 43,64 доллара США за баррель в 2016 году, по сравнению со средней ценой 52,32 доллара США за баррель в 2015 году. Цены на сырую нефть стали восстанавливаться в 2017 году, когда средняя месячная спотовая цена сырой нефти марки Brent составила 64,37 долларов США за баррель в декабре 2017 года, в соответствии со статистическими данными, опубликованными СЭИ. В соответствии с Краткосрочным энергетическим прогнозом СЭИ, опубликованным 9 января 2018 года, средняя цена на сырую нефть марки Brent составит 60 долларов США за баррель и 61 доллар США за баррель в 2017 и 2018 годах, соответственно. На дату составления

настоящего Базового проспекта, однако, цена на сырую нефть по-прежнему находится на отметке значительно ниже рекордного среднемесячного уровня в 132,72 доллара США за баррель (июль 2008 года), 26 марта 2018 года спотовая цена на сырую нефть марки Brent составляла 68,81 долларов США за баррель.

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.

См. разделы *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2016 года – Доходы – Реализация сырой нефти»* и *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2016 года – Доходы – Реализация нефтепродуктов»*. См. разделы *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2015 года – Доходы – Реализация сырой нефти и продуктов нефтепереработки»* и *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2015 года – Доходы – Реализация нефтепродуктов»*.

Несмотря на продолжающееся снижение мировых цен на сырую нефть, по сравнению с уровнями в период до 2015 года, за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов Компания увеличила свою выручку от продажи сырой нефти, в основном в результате положительного результата от заключения Сделки по предварительной продаже нефти ТШО (как определено ниже) в 2016 году между KMG Finance, Компанией и CA-VIT B.V., которая изначально предусматривала предварительную продажу Компанией сырой нефти и сжиженного нефтяного газа на сумму до 3,0 млрд. долларов США в течение 48-месячного периода с мая 2016 года, а затем была пересмотрена с увеличением стоимости контракта на 1 млрд. долларов США и продлением обязательства по поставке сырой нефти на один год с марта 2020 года по март 2021 года. Поставки нефти в соответствии со Сделкой по предварительной продаже нефти начались с апреля 2016 года и, в результате, Компания признала выручку в отношении продажи сырой нефти в размере 1174,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года и 706,0 млрд. тенге за год, закончившийся

31 декабря 2016 года, по сравнению с 121,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что показало увеличение на 480,1% в 2016 году. Ожидается, что Сделка по предварительной продаже нефти ТШО увеличит (по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2015 года и предыдущими периодами) объемы нефти, проданные Компанией в 2018 и 2019 годах, которые, в свою очередь, повлияют на доходы Компании и расходы по продаже за такие периоды. См. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Сделка по предварительной продаже нефти ТШО» и Примечание 21 к Финансовой отчетности за 2016 год.

Доход Компании от нефтепродуктов в Казахстане подвержен ценовому регулированию и наличию сырой нефти для переработки на внутреннем рынке. В прошлом Правительство периодически вводило временные запреты на экспорт легких фракций и нефтепродуктов, бензол, газойлей и других продуктов нефтепереработки, включая такие запреты в июле 2014 года и в июне 2015 года, что помешало Компании воспользоваться преимуществом более высоких цен на экспорт своей переработанной продукции из Казахстана. Несмотря на то, что в настоящее время такие запреты не действуют, не может быть никакой гарантии, что не будут введены подобные запреты и не будут приняты меры, которые могли бы ограничить возможность Компании воспользоваться преимуществом таких сделок. Компания, в любом случае, продает продукты нефтепереработки на европейских рынках через KMG International, которой принадлежат крупнейшие нефтеперерабатывающие предприятия в Румынии. Компания сообщила о своем намерении продать все или значительную долю своих акций в KMG International в одной или нескольких сделках в краткосрочном и среднесрочном периодах и в декабре 2016 года заключила договор купли-продажи в отношении продажи 51% доли участия в KMG International в пользу CEFC. Предполагаемую продажу KMG International/CEFC планируется завершить в июне 2018 года. См. раздел «Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля».

#### **Влияние изменений обменного курса**

Курс тенге к доллару США и уровень инфляции в Казахстане влияют на результаты деятельности Компании, поскольку (i) существенная доля доходов Компании от продаж сырой нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, тогда как значительная часть расходов Компании выражена в тенге, и (ii) большая часть заимствований и кредиторской задолженности Компании деноминирована в долларах США. Следовательно, изменение курса тенге по отношению к доллару США существенно повлияло, и, скорее всего, продолжит влиять на консолидированные результаты деятельности Компании. 20 августа 2015 года НБРК принял политику свободно плавающего обменного курса и политику среднесрочного таргетирования инфляции, в результате чего официальный обменный курс обесценился со 188,38 тенге за 1 доллар США до 339,47 тенге за 1 доллар США.

В приведенной ниже таблице указаны усредненные значения периода и значения на конец периода обменных курсов тенге по отношению к доллару США, по данным КФБ (после округления) за указанные годы:

<b>Период, закончившийся</b>	<b>Средний курс за период<sup>(1)</sup></b> <i>(тенге за 1 доллар США)</i>	<b>На конец периода</b>
Конец года, закончившийся 31 декабря 2015 года.....	221,73	340,01
Конец года, закончившийся 31 декабря 2016 года.....	343,99	333,29
Конец года, закончившийся 31 декабря 2017 года.....	326,08	332,33

Примечание:

(1) Средний курс на KASE за каждый месяц в течение соответствующего периода.

Источник: АО «Казахстанская фондовая биржа».

По состоянию на 31 декабря 2017 года определенные займы, деноминированные в иностранных валютах, числились как инструменты хеджирования. В 2016 и 2017 годах от конвертации данных займов была зарегистрирована чистая прибыль в размере 67,2 млрд. тенге и 38,0 млрд. тенге, соответственно, с перенесением в прочий совокупный доход, который частично покрыл убытки от конвертации при проведении операций в иностранной валюте.

Дальнейшая девальвация или обесценение тенге позитивно повлияет на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, 64% доходов Компании были

номинированы в долларах США, в то время как 51% затрат на продажи были номинированы в тенге). С другой стороны, Компания имеет значительные долговые обязательства в долларах США и, поэтому, девальвация или обесценение тенге по отношению к доллару США привели к значительным убыткам из-за курсовой разницы, которые были признаны в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании.

### ***Изменения в добыче сырой нефти, газа и переработанных нефтепродуктов***

Способность Компании получать доход зависит главным образом от добычи 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 прибыль и не несет расходов на реализацию в связи с добычей сырой нефти, газа и производством нефтепродуктов, осуществляемыми ее совместными предприятиями и ассоциированными компаниями. Признавая, что КРО является консорциумом, действующим по соглашению о совместной деятельности, Компания также отчитывается за свою долю участия в КРО согласно пропорциональной консолидации. Поэтому, в контексте обсуждения прибыли Компании и расходов на реализацию, данные по добыче и производству предоставлены только по Компании и ее дочерним предприятиям (за исключением добычи и производства совместных предприятий и ассоциированных компаний).

См. раздел *«Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – Обратный выкуп акций РД КМГ»*.

#### *Добыча сырой нефти*

На РД КМГ (включая пропорциональные доли РД КМГ в Казгермунайгазе, ССЕЛ и РКІ) приходится 50,8%, 53,7% и 54,5% консолидированной добычи сырой нефти Компании за 2017, 2016 и 2015 годы, соответственно. В 2017 году консолидированная добыча сырой нефти Компании увеличилась на 3,2% до 23,4 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном благодаря увеличению производства после завершения некоторых работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования РД КМГ, а также увеличения количества нагнетательных скважин. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, консолидированная добыча сырой нефти Компанией сократилась на 1,3% до 22,6 млн. тонн с 22,7 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. 1 ноября 2016 года была возобновлена коммерческая добыча на месторождении Кашаган. На месторождении Кашаган Компанией было добыто 686,0 млн. тонн сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 80,8 млн. тонн сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что составляет 2,9% и 0,4% от общих объемов добычи сырой нефти Компании, соответственно. См. раздел *«Деятельность – Проекты по разведке – Месторождение Кашаган»*.

#### *Добыча газа*

Крупнейшими газодобывающими дочерними предприятиями компании с наибольшей долей участия являются РД КМГ (включая пропорциональные доли РД КМГ в Казгермунайгазе, ССЕЛ и РКІ), ТШО и КРО. РД КМГ было добыто 18,9% (или 1,5 млрд. м<sup>3</sup>), 18,3% (или 1,3 млрд. м<sup>3</sup>) и 18,1% (или 1,3 млрд. м<sup>3</sup>) всего газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. ТШО было добыто 3,6% (или 3,2 млрд. м<sup>3</sup>), 40,9% (или 3,0 млрд. м<sup>3</sup>) и 41,1% (или 3,0 млрд. м<sup>3</sup>) всего газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов. КРО, в которой Компании принадлежит 10% доли (через 100%-ное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак»), было добыто 23,0% (или 1,9 млрд. м<sup>3</sup>), 23,9% (или 1,7 млрд. м<sup>3</sup>) и 25,1 (или 1,8 млрд. м<sup>3</sup>) газа, добытого Компанией в годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, консолидированные объемы добычи газа Компании увеличились на 11,3% до 8,2 млрд. м<sup>3</sup> с 7,4 млрд. м<sup>3</sup> за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном благодаря увеличению добычи газа на Кашагане (в результате возобновления промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 2016 года) и ТШО. На месторождении Кашаган Компанией было добыто 404,0 млн. м<sup>3</sup> газа за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, и 49,6 млн. м<sup>3</sup> газа за

год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что составляет 4,9% и 0,7%, соответственно, от общих объемов добычи газа Компанией за эти годы. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, консолидированные объемы добычи газа Компании увеличились на 1,4% до 7,4 млрд. м<sup>3</sup> с 7,3 млрд. м<sup>3</sup> за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в основном благодаря увеличению добычи газа ТШО.

#### *Производство нефтепродуктов*

Консолидированные объемы производства нефтепродуктов Компании включают производство на Атырауском НПЗ, ПНХЗ, НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега». См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт». За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, консолидированные объемы производства нефтепродуктов Компании увеличились на 1,6% до 18,9 млн. тонн с 18,4 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в основном благодаря увеличению производства на 4,1% на Шымкентском НПЗ и увеличению производства на 3,4% на ПНХЗ, что было, в свою очередь, связано с увеличением производства нефтепродуктов с целью удовлетворения потребностей рынка. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, консолидированные объемы производства нефтепродуктов увеличились на 0,7% до 18,4 млн. тонн с 18,3 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в основном благодаря увеличению производства на НПЗ «Петромидия» на 8,6%.

#### *Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля*

В период с 1 января 2015 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 доходов компании.

#### *Консолидированные дочерние предприятия и совместная деятельность*

##### 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 торговли сырой нефтью и нефтепродуктами Компании. См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – Переработка – Шымкентский НПЗ».

##### Обратный выкуп акций РД КМГ

8 декабря 2017 года РД КМГ было запущено условное тендерное предложение (действительное при условии принятия достаточным количеством держателей) для держателей своих находящихся в обращении ГДР о покупке ГДР по цене 14,0 долларов США за штуку («Тендерное предложение РД КМГ»). 23 января 2018 года РД КМГ объявил о том, что получил действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении приблизительно 87% всех находящихся в обращении ГДР (за исключением принадлежащих самому РД КМГ), и соответственно, Тендерное предложение РД КМГ стало безусловным. 23 января 2018 года РД КМГ запустил предложение выкупить на KASE (по цене 84,0 доллара США за одну обыкновенную акцию, с оплатой в тенге) все находящиеся в обращении обыкновенные акции РД КМГ («Предложение по акциям РД КМГ»). Первой датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ являлось 19 февраля 2018 года. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о вступлении в силу первой даты расчетов, и в результате этого РД КМГ выкупил в общей сложности: (i) 134 070 054 ГДР, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 97,7% находящихся в обращении ГДР РД КМГ (за исключением ГДР, принадлежащих Компании) и представляющих приблизительно 31,8% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ; и (ii) 320 688 обыкновенных акций, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 0,5% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. Выкуп финансировался за счет собственных средств РД КМГ. Обыкновенные акции РД КМГ

будут находиться в собственном портфеле, а ГДР будут находиться в собственности РД КМГ при условии обмена таких ГДР на обыкновенные акции в надлежащее время.

20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ, Компании и РД КМГ совместно принадлежат в общей сложности 47 194 539 обыкновенных акций и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с условиями соответствующих предложений, Тендерное предложение РД КМГ было закрыто 8 марта 2018 года, а Предложение по акциям РД КМГ было закрыто 12 марта 2018 года. По состоянию на 8 марта 2018 года РД КМГ были приобретены или получены действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении общего количества ГДР в объеме 135 328 231 штуки, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 98,6% находящихся в обращении ГДР. По состоянию на 21 февраля 2018 года в обыкновенные акции были конвертированы 54 миллиона ГДР. На момент закрытия торгов на KASE 12 марта 2018 года РД КМГ приобретены или получены заявки на продажу в соответствии с Предложением по акциям РД КМГ в отношении общего количества находящихся в обращении обыкновенных акций в объеме 331 677 штук, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 0,5% находящихся в обращении обыкновенных акций (включая обыкновенные акции, представленные ГДР). Предположительно, окончательной датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

В результате осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании. Соответственно, ожидается, что завершение Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ в будущем окажет влияние на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности. Хотя Компания ожидает выбытия денежных средств в связи с осуществлением Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ, она не ожидает, что такой отток денежных средств скажется существенно неблагоприятным образом на финансовом положении Компании и результатах ее производственной деятельности. Компания находится в процессе рассмотрения вариантов реинтеграции РД КМГ в состав Компании в контексте своих других трансформационных программ.

См. разделы *«Деятельность – Стратегия»* и *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ»*.

#### KMG Kashagan B.V.

16 октября 2015 года Соöperatieve KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» на сумму 4,7 млрд. долларов США с опционом на покупку всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 до 31 декабря 2020 года (период может быть продлен по взаимному согласию сторон). В январе 2018 года период реализации опциона был продлен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года.

После передачи акций «Самрук-Қазына» обратно Группе (а именно, Соöperatieve KazMunaiGaz U.A.) в доверительное управление от имени «Самрук-Қазына», 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-Қазына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Қазына», который был наложен по иску Сторон Стати. Арест не влияет на повседневное управление долей участия «Самрук-Қазына» в KMG Kashagan B.V., за исключением выплаты дивидендов в пользу «Самрук-Қазына». См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО»*.

В Финансовой отчетности за 2016 год продажа 50% акций в KMG Kashagan B.V. классифицируется как утрата контроля над дочерним предприятием и, соответственно, Компания исключила активы и обязательства KMG Kashagan B.V. из консолидированной финансовой отчетности Компании. См. Примечание 7 к Финансовой отчетности за 2016 год.

KMG International

В декабре 2016 года Компания заключила договор с CEFC China Energy Company Limited («**Договор CEFC**») о продаже 51% акций, которыми она владеет в KMG International компании CEFC China Energy Company Limited или одной, или несколькими компаниям, аффилированным с CEFC China Energy Company Limited («**CEFC**») по цене покупки, оплачиваемой CEFC КМГ в размере 680 млн. долларов США («**Предполагаемая продажа KMG International/CEFC**»). Таким образом KMG International рассматривается и отражается в консолидированной Финансовой отчетности Компании как «прекращенная деятельность», а активы и обязательства KMG International с декабря 2015 года рассматриваются и отражаются как «активы, классифицированные как предназначенные для продажи» (см. Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и к Финансовой отчетности за 2016 год).

Предполагаемая продажа KMG International/CEFC отвечает общей стратегии Компании, предполагающей, что Компания должна сфокусироваться на своей деятельности в Казахстане, а также Комплексным программам приватизации 2014 и 2016 годов. Компания ожидает, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC повлечет сокращение уровня консолидированной задолженности КМГ и что, впоследствии, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC сократит обслуживание долга Группы и, таким образом, улучшит ее общее положение ликвидности, а также обеспечит средства, которые Группа сможет использовать.

Согласно Договору CEFC, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC обусловлена рядом предварительных условий. В этих целях в апреле 2017 года Компания совместно с KMG Finance завершила процесс истребования согласий, в соответствии с которым, в том числе, были получены согласия держателей находящихся на тот момент в обращении Облигаций в рамках Программы на продажу доли участия Компании в KMG International. Согласия кредиторов по кредитам Компании были также получены в необходимом объеме.

В июле 2017 года Компания получила одобрение Верховного совета по национальной безопасности Румынии и антимонопольного агентства Румынии на совершение сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC. В декабре 2017 года, после публичных заявлений Премьер-министра и Министра энергетики Румынии, в которых прозвучал отказ в продлении существующего соглашения с KMG International об урегулировании исторической задолженности (которое позже было продлено до апреля 2018 года – см. раздел «*Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International – Конвертируемые облигации Rompetrol*»), Компания и CEFC подписали соглашение об отсрочке даты закрытия сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC до 30 июня 2018 года.

Основными отлагательными условиями для завершения Предполагаемой продажи KMG International/CEFC являются выкуп 26,7% доли участия в Rompetrol Rafinare у Правительства Румынии и создание казахстанско-румынского инвестиционного фонда, через который KMG International должен будет внести вклад в акционерный капитал в размере 150 млн. долларов США. См. раздел «*Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International – Конвертируемые облигации Rompetrol*». Ожидается, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC будет завершена в июне 2018 года.

После Предполагаемой продажи KMG International/CEFC Компании будет принадлежать 49% акций KMG International, и хотя Компания может в будущем рассмотреть вопрос о продаже дополнительных акций KMG International, в кратко- и среднесрочной перспективе Компания планирует продавать значительную часть своих розничных продуктов через KMG International, обеспечивая Компании доступ и присутствие в европейском сегменте переработки и продажи нефти и газа без необходимости дополнительных вложений.

Вне зависимости от того, завершится или нет Предполагаемая продажа KMG International/CEFC, Компания может продолжить продавать дополнительные доли в KMG International, путем слияния, консолидации или похожих сделок, связанных с акциями в основном капитале KMG International, или путем продажи или размещения активов. В любом случае, однако, Компания ожидает осуществлять любую такую продажу только если предложенные условия являются конкурентными и если, в частности, цена продажи, которая будет получена Компанией, по меньшей мере, равна справедливой рыночной стоимости. Справедливая рыночная стоимость цены продажи для любой такой продажи будет добросовестно определена Советом директоров

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Компании или, если необходимо, независимым оценщиком, как и в случае Предполагаемой продажи KMG International/CEFC.

В следующей таблице приводятся результаты KMG International за указанные периоды (после взаиморасчетов внутри группы):

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
		<i>(млрд. тенге)</i>	
Выручка .....	2 334,9	1 695,7	1 579,3
Себестоимость реализации.....	(1 416,2)	(1 194,0)	(1 056,6)
<b>Валовая прибыль .....</b>	<b>918,7</b>	<b>501,7</b>	<b>522,7</b>
<b>Операционная прибыль.....</b>	<b>801,5</b>	<b>375,7</b>	<b>248,7</b>
<b>Прибыль до вычета подоходного налога за год от прекращения деятельности.....</b>	<b>791,1</b>	<b>364,6</b>	<b>240,6</b>
<b>Прибыль после вычета подоходного налога за год от прекращенной деятельности.....</b>	<b>792,8</b>	<b>368,2</b>	<b>261,6</b>

Хотя при рассмотрении в контексте результатов продолжающейся деятельности Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, как представлено в Финансовой отчетности за 2017 год и в Финансовой отчетности за 2016 год, эффект от прекращенной деятельности, по-видимому, оказывает неблагоприятное воздействие на результаты деятельности Компании за такие периоды, взаиморасчеты между компаниями Группы и KMG International были устранены. После продажи как минимум 51% KMG International, так как результаты KMG International больше не будут консолидированной частью Группы, Компания признает выручку от таких взаиморасчетов внутри группы.

Дополнительную информацию см. в примечании 5 к Финансовой отчетности за 2017 год и к Финансовой отчетности за 2016 год, а также в разделе «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International».

Евро-Азия Эйр

8 ноября 2017 года Компания завершила реализацию своей 100% доли в Евро-Азия Эйр на сумму 11,9 млрд. тенге. Это прекращение деятельности было в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года. См. Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2017 год.

Aysir

В 2016 году Группа перестала классифицировать Aysir как прекращенную деятельность, так как она не соответствовала условиям МСФО 5. Соответственно, активы и обязательства Aysir были переведены из прекращенной деятельности в продолжающуюся деятельность. См. Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год (*Существенные оценочные значения и допущения*) и раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей».

ТОО «Казахтуркмунай»

В июне 2014 года Компания заключила договор купли-продажи в отношении оставшейся доли в уставном капитале ТОО «Казахтуркмунай» («КТМ»), равной 49%, у Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı за общую сумму вознаграждения, равную 204,5 млн. долларов США. Данная сделка была завершена в октябре 2014 года. Вознаграждение было выплачено двумя траншами 25 сентября 2014 года и 5 мая 2015 года.

АО «Карповский Северный»

В декабре 2011 года РД КМГ приобрел у ТОО «ГазМұнайӨнім» 100% акций АО «Карповский Северный» (сейчас KS EP Investments B.V. («KS EP»)) за общее вознаграждение в размере 57,3 млн. долларов США. В июле 2012 года РД КМГ заключил договор с MOL Hungarian Oil and Gas Plc о продаже 49% акций KS EP. Данная сделка была завершена в ноябре 2012 года. В июне 2017 года РД КМГ выкупил эти 49% акций обратно за 1,00 доллар США и, соответственно, на 31 декабря 2017 года владел 100% акций KS EP.

См. раздел «Деятельность – Проекты по разведке – Прочая деятельность» и Примечание 7 к Финансовой отчетности за 2017 год.

*Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании*

С 1 января 2015 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.

***Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа***

Компания получает доходы от транспортировки нефти и газа посредством оплаты клиентами Компании тарифов за транспортировку.

Доходы от транспортировки нефти в основном поступают от КТО по долгосрочным контрактам на транспортировку сырой нефти по эксплуатируемой ею системе нефтепроводов. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. Так как КТО считается естественной монополией, взимаемые им тарифы устанавливаются Комитетом по регулированию естественных монополий с возможностью повышения тарифов только по запросу КТО. В мае 2015 года, однако, были внесены изменения в Закон «О естественных монополиях» (№ 272-І от 9 июля 1998 года), в результате чего, было отменено государственное регулирование тарифов на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу. Соответственно, 26 июня 2015 года КТО ввела следующие тарифы на экспорт сырой нефти: (i) 5817,2 тенге за тонну на 1000 км (без НДС); и (ii) 1727,1 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) для сырой нефти, экспортируемой по трубопроводу Туймазы-Омск-Новосибирск-2.

Тарифы на транспортировку внутри страны все еще должны утверждаться Комитетом по регулированию естественных монополий. 21 августа 2015 года Комитет по регулированию естественных монополий утвердил следующие максимальные тарифы для транспортировки КТО сырой нефти внутри страны: 3225,04 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с октября 2015 года; 3547,46 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2016 года; 3902,13 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2017 года; 4292,40 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2018 года; и 4721,72 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2019 года.

Такое увеличение тарифов, взимаемых КТО, оказывает, а любое будущее увеличение, как ожидается, продолжит оказывать влияние на рост цен на транспортировку нефти, получаемых Компанией, а также на прибыльность КТО. И наоборот, 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.

См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Тарифы на транспортировку сырой нефти и минимальные объемы».

Доход от транспортировки газа в основном поступают от ИЦА по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через эксплуатируемую ИЦА систему газопроводов. В декабре 2014 года был подписан договор о доверительном управлении между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан, «Самрук-Қазына» и ИЦА, согласно которому ИЦА был назначен доверительным управляющим системы трубопроводов. Договор о доверительном управлении не регулирует тарифы, взимаемые ИЦА, которые должны устанавливаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана.

В мае 2015 года, однако, Закон о естественных монополиях был изменен и государственное регулирование тарифов по транспортировке газа на экспорт по магистральным трубопроводам было отменено. Соответственно, Комитет по регулированию естественных монополий регулирует только тарифы на транспортировку газа внутри страны.

После утверждения тарифы на транспортировку газа внутри страны продолжают действовать в течение периода, на который они были утверждены (как правило, один год). По истечении такого периода ИЦА имеет право обратиться в Комитет по регулированию естественных монополий с просьбой пересмотреть и изменить такие тарифы. На тарифы ИЦА по транспортировке внутри страны существенное влияние оказывают социальные и политические аспекты, и исторически они искусственно поддерживались на низком уровне. Комитет по регулированию естественных монополий регулярно пересматривает тарифы на транспортировку газа внутри страны по просьбе ИЦА, несмотря на то, что с 2014 года Комитет по регулированию естественных монополий не менял тарифы на транспортировку газа внутри страны. На каждый год, закончившийся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, тарифы ИЦА на транспортировку газа внутри страны составляли 1380 тенге за транспортировку 1000 м<sup>3</sup> природного газа на 100 км для коммунальных хозяйств, занимающихся производством тепловой энергии.

Комитетом по регулированию естественных монополий были одобрены и введены в действие следующие тарифы на транспортировку товарного газа: (i) 2,2 млн. тенге за 1000 м<sup>3</sup> (без НДС) для ИЦА (с 1 января 2017 года); (ii) 3,5 млн. тенге за 1000 м<sup>3</sup> (без НДС) для Азиатского Газопровода (с 1 марта 2016 года); и (iii) 18,1 млн. тенге за 1000 м<sup>3</sup> (без НДС) для Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (с 1 марта 2016 года).

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 регулированию естественных монополий. 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 активов.

9 июля 2014 года в соответствии с договором между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку 1000 м<sup>3</sup> природного газа на расстояние в 100 км был увеличен с 2,80 долларов США до 3,00 долларов США в отношении экспорта природного газа, добываемого ТШО. 20 апреля 2016 года в соответствии с договором между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку 1000 м<sup>3</sup> природного газа на расстояние в 100 км был увеличен с 3,00 долларов США до 5,00 долларов США в отношении экспорта природного газа, добываемого ТШО. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта тариф ТШО остается без изменений.

В октябре 2017 года Казахстан начал поставки газа на экспорт в Китай в соответствии с контрактом, заключенным между КТГ и PetroChina International Company Limited («**PetroChina**») в отношении поставки 5 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в период между 15 октября 2017 года до 14 октября 2018 года. Общая сумма вознаграждения по данному контракту составляет 889,7 млн. долларов США. Цена экспортируемого по данному контракту газа привязана к цене сырой нефти марки Brent и определяется на ежеквартальной основе.

Между КТГ и PetroChina ведутся переговоры касательно долгосрочного договора поставки газа. В течение ближайших лет ГБШ и Компания ожидают увеличения объемов транспортировки газа в Китай, и для облегчения такой транспортировки планируют построить три новых компрессорных станции на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в период между 2018 и 2019 годами (с расчетной стоимостью в размере 109,2 млрд. тенге).

См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа – Тарифы на транспортировку газа».

### ***Изменения в программе капитальных затрат Компании***

В 2017 году Компания завершила ряд капиталоемких программ и транспортных проектов со своими совместными предприятиями, включая проекты по строительству Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент и ряд 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), а 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, совместное предприятие Компании на Шымкентском НПЗ заложило в бюджет в общей сложности 2094,3 млн. долларов США (657,9

млрд. тенге) капиталовложений в работы по улучшению Шымкентского НПЗ, которые были частично выполнены в 2017 году и должны быть полностью завершены к концу сентября 2018 года.

В результате реализации указанных и прочих капиталоемких проектов Компанией в 2017 году общие объемы капитальных затрат Компании составили 637,2 млрд. тенге по сравнению с 554,1 млрд. тенге в 2016 году и 626,4 млрд. тенге в 2015 году.

После завершения недавних и текущих проектов модернизации (включая проект планируемого строительства трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2018 и 2019 годах для облегчения транспортировки газа в Китай) Компания ожидает снижения объемов капитальных затрат по сравнению с предыдущими годами, при этом, основная часть капитальных затрат должна быть связана, в том числе, с проектами по разведке и проектами, направленными на поддержание текущих уровней добычи РД КМГ.

#### ***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 ТШО, КазРосГаз (см. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – Реализация и распространение газа – КазРосГаз»), РКІ, Казгермунай и Valsera Holdings B.V., в косвенной собственности которого находится Шымкентский НПЗ через принадлежащую ему 49,72%-ную долю участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс». 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 совместных активов, и свои обязательства, 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 2017 год и в Финансовой отчетности за 2016 год.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО и других совместных предприятий и ассоциированных компаний, в том числе доход после уплаты налогов, относимый на 20%-ную долю участия Компании в совместном предприятии ТШО (по состоянию на 31 декабря 2017 года) в размере 290,0 млрд. тенге, 147,9 млрд. тенге и 162,2 млрд. тенге, соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все доли участия Компании в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях в размере 414,6 млрд. тенге, 270,2 млрд. тенге и 112,8 млрд. тенге, соответственно. 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. Вывозные таможенные пошлины рассчитываются по средней рыночной цене сырой

нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья на нефть марки Brent и Urals. В феврале 2018 года вывозная таможенная пошлина составляла 65,00 долларов США за тонну.

1 января 2018 года вступил в силу Налоговый кодекс 2018 года, заменивший собой Налоговый кодекс 2009 года («**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 разведке 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% до 30% от рыночной цены сырой нефти с повышением на 6% на каждые 10 долларов США за один баррель.
- *Бонус коммерческого обнаружения:* С 1 января 2019 года бонус коммерческого обнаружения (tax benefit) отменяется 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, перематриваемого Правительством на ежегодной основе, до 10 000-кратного размера месячного расчетного показателя. Согласно Налоговому кодексу 2018 года, подписной бонус является разовым фиксированным платежом (Налоговый кодекс 2009 года предусматривал уплату подписного бонуса двумя равными частями).
- *Налог на сверхприбыль:* С 1 января 2018 года плательщиками налога на сверхприбыль не будут являться недропользователи, являющиеся плательщиками вновь вводимого альтернативного налога на недропользование.
- *Налогообложение СПП:* Налоговый кодекс 2018 года предусматривает сохранение налогового режима, применимого к СПП, которые были заключены до 1 января 2009 года и подлежали обязательной налоговой экспертизе, без изменений в соответствии с Налоговым кодексом 2018 года.

### ***Новые стандарты МСФО***

На результаты деятельности Компании влияли в прошлом и могут влиять в будущем последствия принятия новых МСФО и других стандартов бухгалтерского учета.

#### ***МСФО 9***

МСФО 9 заменяет МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и объединяет все три аспекта проекта учета финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования. МСФО 9 применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 января 2018 года или после этой даты. За исключением учета хеджирования требуется ретроспективное применение, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Компания приняла новый стандарт с 1 января 2018 года и не намеревается пересматривать сравнительную информацию.

Компания не завершила подробную оценку воздействия всех трех аспектов МСФО 9 и, в связи с этим, проведенная Компанией оценка воздействия МСФО 9 может подвергнуться изменениям в результате дальнейшей обоснованной и подтверждаемой информации, которая станет доступной для Компании в 2018 году, когда МСФО 9 будет полностью принят.

В отношении обесценения активов МСФО 9 требует, чтобы Компания регистрировала ожидаемые кредитные убытки по всем своим долговым ценным бумагам, кредитам и торговой дебиторской задолженности за 12 месяцев либо за весь срок. Компания планирует применять упрощенный подход и фиксировать ожидаемые убытки по всей своей торговой дебиторской задолженности. Компания находится в процессе разработки единого подхода для всех организаций Группы в отношении применения МСФО 9 и оценки влияния принятия МСФО 9.

#### ***МСФО 15***

МСФО 15 был выпущен в мае 2014 года, а в апреле 2016 года были внесены поправки. Стандарт предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО 15 выручка признается в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю. Этот новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. В 2017 году Компания провела детальный анализ МСФО 15 и приняла решение использовать вариант модифицированного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу.

См. Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2017 год.

### **Основные принципы бухгалтерского учета и оценки**

Финансовая отчетность за 2017 год и Финансовая отчетность за 2016 год были подготовлены 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, прибыли и расходам, а также раскрыть условные активы и обязательства. Детальное описание учетной политики Компании см. в Примечании 3 к Финансовой отчетности за 2017 и 2016 годы. 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 за 2017 и 2016 годы 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***

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 и/или ЕГДС на рыночных условиях в сделке между осведомленными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания не проводила оценку в силу отсутствия индикаторов обесценения или восстановления убытка от обесценения активов. По состоянию на 31 декабря 2017 года дальнейшее сокращение уровня предоставляемых услуг по бурению, а также рост инфляции и стоимости капитала указывали на то, что ЕГДС Компании могут быть обесценены. Потому в год, закончившийся 31 декабря 2017 года, руководство провело формальную оценку возмещаемой стоимости своих активов.

В консолидированной финансовой отчетности за 2017 год был признан убыток от обесценения в размере 23,3 млрд. тенге (см. Примечание 7 к Финансовой отчетности за 2017 год), в основном связанный с имуществом, заводами и оборудованием ТОО «Ойл транспорт корпорейшэн» («ОТК») и ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» («ПНХЗ»).

ОТК рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования от 12,77% до 16,01% была получена от средневзвешенной стоимости капитала после уплаты налогов. Пятилетний бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации, так как он содержит прогнозы по уровню проведения буровых работ, доходы, расходы и капитальные затраты. Различные допущения, такие как прогнозы по тарифам на оказание услуг и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции.

На основе результатов проверки обесценения в 2017 году не было обесценения гудвилла ПНХЗ.

#### ***Возмещаемость нефтеперерабатывающих и прочих активов***

В декабре 2017 и 2016 годов Компания провела ежегодное тестирование на обесценение. 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. По состоянию на 31 декабря 2017 года у Компании имелся существенный гудвилл в отношении прошлых приобретений ПНХЗ.

#### ***ПНХЗ***

По состоянию на 31 декабря 2017 года возмещаемая стоимость ЕГДС ПНХЗ составляла 432,6 млрд. тенге (315,4 млрд. тенге в 2016 году). Она была рассчитана на основании справедливой стоимости за минусом затрат на продажу. Расчеты по справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу основаны на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки подразумевают самое лучшее и эффективное использование активов независимыми участниками рынка, т.е., другими компаниями той же отрасли в существующей экономической среде. Ставка дисконтирования, применимая к предположениям денежных потоков, составляет 13,25% (11,58% в 2016 году), и денежные потоки за пределами пятилетнего периода экстраполируются с использованием нормы роста 2,78% (4,99% в 2016 году).

На основе результатов проверки обесценения в 2017 году не было обесценения гудвилла ПНХЗ.

См. Примечание 4 к Финансовой отчетности за 2017 год и к Финансовой отчетности за 2016 год.

#### ***Обязательства по выбытию активов***

##### ***Нефтегазовые 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 Компании 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 2017 года были в интервале от 2,01% до 5,57% и от 5,17% до 10,00% соответственно (по сравнению с интервалом в 2016 году от 2,04% до 6,7% и от 5,5% до 10,15%). Более подробная информация об изменениях в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыта в Примечании 21 к Финансовой отчетности за 2017 год.

#### *Магистральные нефтепроводы и газопроводы*

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2014 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 2017 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 65,1 млрд. тенге (на 31 декабря 2016 года – 59,5 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 2017 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 35 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2016 год.

### ***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 21 и 35 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечания 22 и 36 к Финансовой отчетности за 2016 год.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2017 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 2017 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 2017 года составляла 65,1 млрд. тенге (в 2016 году – 71,9 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 33 к Финансовой отчетности за 2017 год.

#### ***Обязательства по операционной аренде***

Компания арендует офисное помещение и автомобили. Компания определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в Финансовой отчетности за 2017 год и в Финансовой отчетности за 2016 год.

#### ***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.

#### ***Прекращенная деятельность***

В сентябре 2015 года Компания разработала новый план приватизации, который был утвержден Правительством в декабре 2015 года. Новый план приватизации предусматривает продажу определенных активов, включая 51% долю участия в KMG International. 15 декабря 2016 года, в соответствии с планом приватизации, Компания подписала договор купли-продажи 51% доли участия в KMG International. Компания определила справедливую стоимость 51% доли участия в KMG International в сумме 680,0 млн. долларов США (эквивалентно 226,0 млрд. тенге). Компания считает, что KMG International соответствует критериям классификации как прекращенная деятельность по следующим критериям: (i) KMG International готов к продаже и может быть продан в текущем состоянии; и (ii) Процедуры по продаже начаты и ожидается, что будут завершены в течение одного года. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International*» и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год.

#### **Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2016 года**

##### ***Доход***

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, общий доход составил 2458,8 млрд. тенге, что по сравнению с 1857,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, отражает прирост на 601,4 млрд. тенге или 32,4%. Данный прирост произошел, прежде всего, по причине увеличения продаж сырой нефти на 468,9 млрд. тенге или 66,4%.

В таблице ниже приводятся данные по доходам Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2017 гг.
	2017 года	2016 года	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Реализация сырой нефти .....	1 174,9	706,0	66,4
Реализация газа и продуктов переработки газа ...	393,2	334,5	17,5
Плата за транспортировку .....	332,3	322,3	3,1
Реализация нефтепродуктов.....	308,0	293,1	5,1
Переработка нефти и нефтепродуктов.....	129,1	99,1	30,3
Банк качества для сырой нефти .....	(21,5)	(19,9)	(8,0)
Прочие доходы .....	142,9	122,3	16,8
<b>Итого .....</b>	<b>2 458,8</b>	<b>1 857,4</b>	32,4

### Реализация сырой нефти

В таблице ниже представлена информация о выручке с продажи и объемах продажи Компанией сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Доход от реализации сырой нефти <i>(млрд. тенге)</i> <sup>(1)</sup> .....	1 174,9	706,0
Объемы реализации сырой нефти <i>(тыс. тонн)</i> <sup>(2)</sup> .....	8 970,2	9 009,5
Средняя цена за тонну сырой нефти <i>(тенге)</i> <sup>(3)</sup> .....	130 978	78 362

Примечание:

- (1) После учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ-ПМ.
- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним предприятиям после учета взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ-ПМ.
- (3) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продаж сырой нефти (после учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ-ПМ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ-ПМ).

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти увеличилась на 468,9 млрд. тенге или 66,4% до 1174,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 706,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Этот рост в первую очередь является результатом увеличения продаж сырой нефти в рамках Сделки по предварительной продаже нефти ТШО, а также более высоких мировых цен на нефть в 2017 году по сравнению с 2016 годом.

Основное влияние на доходы от продажи сырой нефти, в частности, оказал РД КМГ. В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже сырой нефти РД КМГ и продаже сырой нефти на внутреннем рынке РД КМГ в пользу Компании до 1 апреля 2016 года (и до декабря 2017 года в пользу КМГ-ПМ) для последующей переработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды.

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Экспортные продажи сырой нефти <i>(тыс. тонн)</i> .....	5 700	4 946
Средняя цена экспортной продажи за тонну сырой нефти <i>(тенге)</i> .....	128 881	103 659
Реализация сырой нефти в пользу Компании / КМГ-ПМ <i>(тыс. тонн)</i> .....	–	830
Средняя цена за тонну сырой нефти, проданной Компанией / КМГ-ПМ <i>(тенге)</i> ....	–	18 625

Общие объемы продажи РД КМГ сырой нефти на экспорт увеличились до 5700 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 4946 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, показав увеличение на 15,2%, в основном в результате географического перераспределения объемов продаж, что привело к сокращению поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и увеличению объема продаж сырой нефти на экспорт.

До апреля 2016 года РД КМГ продавал часть добываемой им сырой нефти в пользу КМГ-ПМ для выполнения своих обязательств по внутренней поставке нефти. КМГ-ПМ затем перерабатывал данную сырую нефть и продавал продукты нефтепереработки. Начиная с апреля 2016 года РД

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

КМГ стал поставлять объемы сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ и ПНХЗ (и оплачивал соответствующую стоимость переработки), а затем продавал переработанные нефтепродукты за свой счет, используя КМГ-ПМ в качестве агента по продажам. 1 января 2017 года РД КМГ начал продажу переработанных нефтепродуктов за свой счет. В декабре 2017 года произошло слияние КМГ-ПМ с Компанией.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составил 0,8 млн. тонн.

Компания не имеет доступа к полной информации в отношении экспортных продаж сырой нефти своих дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, кроме РД КМГ.

### *Продажи газа и продуктов переработки газа*

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продает КТГ, и сжиженный природный газ, который продает РД КМГ. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 393,2 млрд. тенге по сравнению с 334,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 58,7 млрд. тенге или на 17,5%. Указанный прирост главным образом был вызван увеличением объемов продажи газа в Узбекистан, а также ростом спроса на газ на внутреннем потребительском рынке (домохозяйства и промышленные предприятия).

*Реализация нефтепродуктов*

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно продажи Компанией продуктов нефтепереработки, где Компания выступает заказчиком, кроме толлинговых операций и продаж, за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
Продажа продуктов нефтепереработки (млрд. тенге) .....	308,0	293,1
Объемы проданных продуктов нефтепереработки (тыс. тонн) ..	2 308	2 026
Средняя цена за тонн продуктов нефтепереработки (тенге) .....	128 978	144 669

Общий доход от продажи Компанией продуктов нефтепереработки за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, увеличился на 14,9 млрд. тенге или 5,1% до 308.0 млрд. тенге по сравнению с 293,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такое увеличение было частично компенсировано снижением средней цены за тонну нефтепродуктов в 2017 году по сравнению с 2016 годом.

*Плата за транспортировку*

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, сумма оплаты за транспортировку составила 332,3 млрд. тенге по сравнению с 322,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года.

Доход от транспортировки газа

В следующей таблице приводится некоторая информация относительно доходов КТГ от транспортировки газа за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
	(млрд. тенге)	
<b>Услуги по транспортировке:</b>		
Центральноазиатского газа (транзит) .....	27,6	45,7
Российского газа (транзит) .....	25,8	28,1
Казахстанского газа (за пределы страны) .....	55,9	47,6
Казахстанского газа (внутри страны) .....	46,3	34,9
<b>Итого доходов от транспортировки газа<sup>(1)</sup> .....</b>	<b>155,6</b>	<b>156,3</b>

Примечание:

(1) Не включает взаиморасчеты внутри группы.

Доход от транспортировки газа сократился на 0,4% за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2016 года. Такое сокращение связано, прежде всего, с уменьшением тарифов, подлежащих уплате со стороны ПАО «Газпром» в отношении транзита газа через Казахстан (с 2,40 долларов США за 1000 м<sup>3</sup> в 2016 году до 1,60 долларов США за 1000 м<sup>3</sup> в 2017 году). См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки газа».

Доход от транспортировки нефти

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно дохода КТО от транспортировки сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2017 года	2016 года
	(млрд. тенге)	
<b>Трубопроводы КТО:</b>		
<b>Западный филиал:</b>		
Трубопровод УАС .....	100,8	94,3
Другие трубопроводы Западного филиала доставляют до: .....		
Атырауского НПЗ .....	12,8	11,0
Морского порта Актау .....	1,9	3,5
Трубопровода КТК .....	7,1	6,3

*Трубопроводы Восточного филиала доставляют до:*

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Трубопровод Атасу-Алашанькоу .....	20,3	20,0
Шымкентского НПЗ .....	14,2	12,3
ПНХЗ .....	22,0	20,2
Другие платежи <sup>(1)</sup> .....	5,7	4,1
<b>Итого доход от транспортировки сырой нефти <sup>(2)</sup> .....</b>	<b>184,8</b>	<b>171,8</b>

### Примечания:

(1) Включает платежи по предоставлению погрузочно-разгрузочных услуг на железнодорожных станциях и в морских портах.

(2) Без учета корпоративных взаиморасчетов.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доходы от транспортировки сырой нефти увеличились на 7,6% по сравнению годом, закончившимся 31 декабря 2016 года. Данное увеличение доходов связано с увеличением доходов от транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС, что, в свою очередь, связано с увеличением объемов сырой нефти, транспортируемой через трубопровод УАС до 15,9 млн. тонн сырой нефти в 2017 году по сравнению с 15,0 млн. тонн в 2016 году.

### *Переработка нефти и нефтепродуктов*

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доход от переработки нефти и нефтепродуктов составил 129,1 млрд. тенге по сравнению с 99,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 30,0 млрд. тенге или 30,3%. Такое увеличение связано в первую очередь с увеличением поставки сырой нефти внешним потребителям и РД КМГ для дальнейшей переработки на Атырауском НПЗ, ПНХЗ и Шымкентском НПЗ.

### *Банк качества для сырой нефти*

Суммы, признанные Компанией как банк качества для сырой нефти, представляют штрафы и компенсационные платежи производителей сырой нефти, в зависимости от качества сырой нефти, подаваемой в систему нефтепровода. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, убытки банка качества сырой нефти составили 21,5 млрд. тенге по сравнению с 19,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 1,6 млрд. тенге или 8,0%. Такой рост был, в первую очередь, связан с увеличением продажи сырой нефти КТК и с повышением стоимости сырой нефти.

### *Прочие доходы*

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, прочие доходы составили 142,9 млрд. тенге по сравнению с 122,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, прирост составил 20,6 млрд. тенге или 16,8%. Такое увеличение произошло в основном за счет увеличения выручки ТОО «KMG Drilling&Services» («KMG D&S»).

### *Себестоимость реализованной продукции*

В таблице ниже приведена информация о себестоимости реализованной продукции Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2017 гг.
	2017 года	2016 года	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Сырая нефть .....	1 079,7	678,0	59,2
Сырье и материалы .....	368,7	108,7	239,2
Фонд заработной платы .....	293,3	281,7	4,1
Износ, истощение и амортизация .....	161,5	167,2	(3,4)
Транспортные расходы .....	107,1	47,7	124,5
Налог на добычу полезных ископаемых .....	93,6	40,7	130,0
Другие налоги .....	58,9	53,6	9,9
Электричество .....	39,8	37,9	5,0
Ремонт и техническое обслуживание ...	38,3	32,5	17,8
Другое .....	138,9	113,7	22,2
<b>Итого .....</b>	<b>2 379,9</b>	<b>1 561,7</b>	52,4

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, себестоимость реализованной продукции составила 2379,9 млрд. тенге по сравнению с 1561,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, прирост составил 818,2 млрд. тенге или 52,4%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет увеличения себестоимости продаж сырой нефти, сырья и материалов, транспортных расходов, налога на добычу полезных ископаемых и других продаж.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, расходы по продаже сырой нефти составили 1079,7 млрд. тенге по сравнению с 678,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, прирост составил 59,2%. Такое увеличение произошло главным образом за счет увеличения объемов продаж сырой нефти, связанных со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО.

Увеличение расходов на сырье и материалы до 368,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 108,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном объясняется увеличением объемов закупаемого газа на экспорт в Узбекистан, Кыргызстан, Россию и для внутреннего рынка, а также увеличением продаж нефтепродуктов.

Увеличение фонда заработной платы до 293,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 281,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было в основном связано с увеличением окладов и выплат возмещений работникам определенных нефтесервисных компаний в связи с расторжением их трудовых договоров.

Увеличение транспортных расходов Компании до 107,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 47,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном связано с повышением стоимости транспортировки газа через Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент до 3,4 млрд. м<sup>3</sup> в 2017 году по сравнению с 2,1 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 году.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых составили 93,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 40,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 52,9 млрд. тенге или 130,0%. Увеличение в оплаченном налоге на добычу полезных ископаемых отражает повышение стоимости сырой нефти в 2017 году по сравнению с 2016 годом.

Прочие издержки реализации состоят из выплаты штрафов, сборов за выбросы, затрат на охрану окружающей среды, выплат в рамках социального страхования, арендной платы за земельные участки и других обязательных взносов в бюджет. Увеличение суммы прочих производственных затрат до 138,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 113,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом, связано с увеличением расходов на ликвидацию определенных скважин и увеличением резервов экологического фонда рекультивации нарушенных земель, что было частично компенсировано уменьшением резервов переоценки, связанных с запасами нефти.

### **Валовая прибыль**

С учетом вышеизложенного за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, валовая прибыль Компании уменьшилась на 216,8 млрд. тенге до 78,9 млрд. тенге с 295,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года.

**Общие и административные расходы**

В таблице ниже приведена информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2017 гг.
	2017 года	2016 года	
	(млрд. тенге)		
Фонд заработной платы.....	60,5	55,1	9,8
Социальные платежи, не входящие в фонд заработной платы.....	27,8	6,2	348,4
Консультационные услуги.....	14,2	12,0	18,3
Износ и амортизация.....	13,2	6,7	97,0
Другие налоги.....	12,7	8,2	54,9
НДС, не подлежащий возмещению.....	7,9	1,3	507,7
Пожертвования на благотворительность.....	1,1	1,5	(26,7)
Сумма на обесценение дебетового сальдо расчета с покупателями.....	1,4	3,6	(61,1)
Сумма на обесценение долгосрочных авансовых платежей.....	1,2	2,0	(40,0)
Сумма на обесценение других оборотных активов.....	(0,1)	1,9	(105,3)
Суммы на неликвидные ТМЗ.....	1,5	1,1	36,4
Обесценение НДС к получению.....	(24,2)	(3,4)	(611,8)
Суммы на штрафы, неустойки и налоговые резервы..	(4,2)	(10,8)	61,1
Другое <sup>(1)</sup> .....	39,0	32,4	20,4
<b>Итого.....</b>	<b>152,0</b>	<b>117,7</b>	<b>29,1</b>

Примечание:

(1) Прочие общие и административные расходы включают расходы на командировки, связь, представительства Компании, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, общие и административные расходы составили 152,0 млрд. тенге по сравнению с 117,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение показателя на 34,3 млрд. тенге или 29,1%. Такое увеличение связано, главным образом, с увеличением фонда заработной платы, социальных платежей, не входящие в фонд заработной платы, износом и амортизацией и НДС, не подлежащим возмещению.

Увеличение расходов фонда заработной платы до 60,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 55,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом, объясняется увеличением заработных плат в связи с индексацией, увеличением числа работников головного офиса Компании, которое было частично компенсировано сокращением фонда заработной платы КТО, а также определенных других дочерних предприятий Компании.

Увеличение суммы социальных отчислений с заработной платы до 27,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 6,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом объясняется увеличением суммы социального налога, подлежащего уплате нефтесервисными компаниями в связи с прекращением трудовых договоров с работниками предпенсионного возраста по программе Компании «5/50», которая предусматривает добровольное расторжение работниками своих трудовых договоров в обмен на выплату 50% от их заработной платы за пять лет по соглашению сторон.

Увеличение расходов на консультационные услуги до 14,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 12,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было главным образом связано с увеличением расходов, связанных с разработкой стратегий и процессов управления. См. раздел «Деятельность – Стратегия».

Увеличение расходов на износ и амортизацию до 13,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 6,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было главным образом связано с начислением амортизационных отчислений в отношении определенных основных фондов, введенных в эксплуатацию в 2016 году РД КМГ, КТГ и КМГ

D&S, что было частично компенсировано изменением расчета амортизации в связи с пересчетом запасов нефти в 2017 году для ТОО «КМГ Карачаганак».

Увеличение суммы прочих налогов до 12,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 8,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было главным образом связано с увеличением суммы социального налога, подлежащего уплате нефтесервисными компаниями в связи с прекращением трудовых договоров с работниками предпенсионного возраста по программе Компании «5/50», а также перегруппировкой статей определенных налоговых расходов в качестве общих административных расходов.

Увеличение НДС, не подлежащего возмещению, до 7,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 1,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было главным образом связано с изменениями в применимом налоговом законодательстве, введенными в действие с 1 января 2017 года и предусматривающими возможность зачета НДС исключительно пропорционально налогооблагаемому обороту.

Снижение сумм на обесценение дебетового сальдо расчета с покупателями до 1,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 3,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было главным образом связано с обесценением торговой дебиторской задолженности в связи с разногласием в отношении тарифов в размере 1,0 млрд. тенге в связи с отгрузкой нефтепродуктов КТО.

Признание 1,2 млрд. тенге на обесценение долгосрочных авансовых платежей за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, связано главным образом с неопределенностью в отношении возврата авансовых платежей ТОО «Урихтау Оперейтинг» («**Урихтау Оперейтинг**») поставщику в счет оплаты за работы по бурению скважин вслед за расторжением договора с поставщиком и незавершенностью соответствующих строительных работ. Признание 2,0 млрд. тенге на обесценение долгосрочных авансовых платежей за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, связано главным образом с выкупом РД КМГ лицензии на разведку для месторождения Темир в 2016 году.

Признание издержек НДС к получению в размере 24,2 млрд. тенге по сравнению с расходами на обесценение 3,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом связано с аннулированием налоговой льготы по НДС, ранее накопленной РД КМГ в размере 24,5 млрд. тенге, которое, в свою очередь, представляет частично удовлетворенное требование налоговых органов по уплате НДС.

Аннулирование штрафов и пени в размере 4,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 10,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом связано с аннулированием налоговой льготы по НДС, накопленной КТГ в 2005 году в размере 3 млрд. тенге, которое, в свою очередь, связано с тем, что эта сумма стала возместимой в результате успешного обжалования КТГ постановления налогового органа.

Увеличение прочих расходов до 39,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 32,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, связано главным образом с обесценением банковских депозитов РД КМГ на сумму 1,9 млрд. тенге.

### **Транспортные и торговые расходы**

В таблице ниже приведена информация о транспортных и торговых расходах Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2017 гг.
	2017 года	2016 года	
	(млрд. тенге)		
Таможенные пошлины.....	105,3	84,1	25,2
Рентный налог на экспорт сырой нефти.....	83,2	20,0	316,0
Транспортировка.....	74,7	67,9	10,0
Фонд заработной платы.....	6,4	6,8	(5,9)
Износ и амортизация.....	4,5	6,4	(29,7)
Другое.....	14,5	13,2	9,8
<b>Всего.....</b>	<b>288,5</b>	<b>198,5</b>	<b>45,3</b>

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, транспортные и торговые расходы составили 288,5 млрд. тенге по сравнению с 198,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает прирост на 90,0 млрд. тенге или 45,3%. Такой прирост главным образом связан с увеличением расходов на рентный налог с экспорта сырой нефти и таможенные пошлины.

Увеличение связанных с таможенными пошлинами затрат с 84,1 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2016 года, до 105,3 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с увеличением объемов экспорта РД КМГ и повышением ставки вывозной таможенной пошлины, что, в свою очередь, связано с ростом мировых цен на нефть.

Увеличение суммы рентного налога с экспорта сырой нефти с 20,0 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2016 года, до 83,2 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2017 года, главным образом связано с ростом цен на сырую нефть марки Brent в 2017 году по сравнению с 2016 годом и увеличением объемов экспорта в 2017 году.

### **Обесценение основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов**

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала обесценение основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов (за исключением гудвилла) на 23,3 млрд. тенге по сравнению с 3,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 20,0 млрд. тенге или 606,1%. Такое увеличение обусловлено главным образом обесценением незавершенного капитального строительства на ПНХЗ в размере 15,2 млрд. тенге, связанного с изменениями конфигурации проекта модернизации на ПНХЗ, а также обесценением основных производственных средств и оборудования ОТК в размере 5,0 млрд. тенге.

### **Чистый убыток от продажи основных производственных средств и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества**

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи основных производственных средств и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в размере 3,8 млрд. тенге по сравнению с 5,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает уменьшение на 1,8 млрд. тенге или 32,1%.

### **Прочие операционные доходы**

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 20,2 млрд. тенге по сравнению с 19,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 0,8 млрд. тенге или на 4,1%.

### **Прочие операционные расходы**

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала 30,1 млрд. тенге прочих операционных расходов по сравнению с 14,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 15,3 млрд. тенге или 103,4%. Данное увеличение главным

образом обусловлено увеличением расходов, понесенных в связи с приобретением KS EP со стороны РД КМГ, а также продажей определенных активов КТО и КМГ-ПМ.

### ***Операционные убытки***

В результате всего приведенного выше за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала операционные убытки в размере 401,0 млрд. тенге по сравнению с 24,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 376,2 млрд. тенге или 1517,0%.

### ***Чистый курсовой убыток***

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала чистую курсовую прибыль в размере 67,2 млрд. тенге по сравнению с чистым курсовым убытком в 12,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Чистая курсовая прибыль в 2017 году была главным образом связана с чистым укреплением тенге по отношению к доллару США в 2017 году. Чистый курсовой убыток 2016 года был связан главным образом с чистым обесценением тенге по отношению к доллару США в 2016 году.

### ***Доход от финансирования***

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доход от финансирования составил 121,7 млрд. тенге по сравнению с 167,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 46,2 млрд. тенге или 27,5%. Такое увеличение, главным образом, связано с увеличением амортизации дисконта по займам связанным сторонам с 21,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, до 39,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Это увеличение, в свою очередь, было связано с уменьшением ставки вознаграждения, причитающегося по принадлежащим Компании долговым обязательствам «Самрук-Қазына». Это увеличение было частично компенсировано, поскольку Компания не зафиксировала прекращение признания обязательств за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с прекращением признания обязательств в размере 62,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Прекращение признания обязательств за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, было связано с прекращением признания обязательств KMG Kashagan V.V. после продажи 50% акций KMG Kashagan V.V. в пользу «Самрук-Қазына». См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG Kashagan V.V.*».

### ***Расходы на финансирование***

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, расходы Компании на финансирование составили 294,9 млрд. тенге по сравнению с 230,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает прирост на 64,5 млрд. тенге или 30,0%. Такой прирост главным образом вызван увеличением процентных ставок по кредитам и выпущенным долговым ценным бумагам на 16,5% и признанием обесценения банковских депозитов за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в размере 18,6 млрд. тенге. См. Примечание 29 к Финансовой отчетности за 2017 год. Общий размер заемных средств Компании составил 4163,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2017 года по сравнению с 3072,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года. См. раздел «*Долговые обязательства*».

### ***Восстановление убытка/(Обесценение) капиталовложений в совместные предприятия***

Компания зарегистрировала восстановление убытка от обесценения инвестиций в совместные предприятия в размере 14,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в результате признания амортизации в 2017 году в отношении инвестиций в ГБШ. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зафиксировала обесценение инвестиций в совместные предприятия на сумму 5,5 млрд. тенге в результате обесценения инвестиций в ГБШ.

### ***Обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи***

Компания зарегистрировала обесценение инвестиционных активов, классифицированных как предназначенные для продажи, в размере 67,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в результате корректировок балансовой стоимости активов для продажи в соответствии с их фактической стоимостью. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания

зарегистрировала обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи, в размере 92,6 млн. тенге по той же причине.

**Обесценение предоставленных займов**

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала обесценение предоставленных займов на сумму 1,3 млрд. тенге прежде всего в отношении обесценения займов KS EP в связи с продлением лицензии на осуществление деятельности.

Компания не зафиксировала обесценение предоставленных займов за год, закончившийся 31 декабря 2017 года.

**Доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний**

См. разделы «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Представление определенной информации, касающейся дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний», «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Изменения доли дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний», Примечание 30 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2016 год.

В следующей таблице приводится информация относительно чистого дохода/(убытка) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2017 гг.
	2017 года	2016 года	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
<b>Компании:</b>			
ТШО .....	290,0	147,9	96,1
МІВУ .....	49,6	29,8	66,4
КазРосГаз .....	8,6	18,6	(53,8)
Казахойл Актобе .....	(16,8)	(11,5)	(46,1)
<b>РД КМГ:</b>			
РКІ .....	7,2	(15,8)	145,6
Казгермунай .....	17,7	5,1	247,1
Другие <sup>(1)</sup> .....	58,3	96,1	39,3
<b>Итого</b> .....	<b>414,6</b>	<b>270,2</b>	53,4

Примечание:

(1) Включает (среди прочих) Valsera Holdings B.V., которая напрямую владеет Шымкентским НПЗ через свою 99,43% долю в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», МунайТас, КТК и ТОО «Казахтуркмунай».

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 144,4 млрд. тенге или на 53,4% до 414,6 млрд. тенге со 270,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Данное увеличение главным образом произошло за счет признания дохода от ТШО в размере 290,0 млрд. тенге в 2017 году по сравнению с 147,9 млрд. тенге в 2016 году, что в свою очередь главным образом связано с: (i) увеличением добычи нефти; (ii) повышением цен на нефть; (iii) увеличением доходов от размещения денежных средств на банковские депозиты; и (iv) снижением роялти, которые в свою очередь были главным образом обусловлены исключительными выплатами роялти в 2016 году в связи с проектами ПБР и ПУУД.

**Прибыль/убыток до выплаты подоходного налога**

В результате вышеизложенного Компания зарегистрировала убыток до уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в размере 77,6 млрд. тенге по сравнению с 163,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такой убыток Компании до уплаты подоходного налога обусловлен вышеизложенным.

***Расходы по подоходному налогу***

Эффективная ставка налогообложения Компании сократилась до 26,8% за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 30,8% за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в результате признания налоговых потерь, перенесенных на будущие периоды, а также увеличения дохода с учетом корректировки (дивидендов) и других не облагаемых налогом доходов и уменьшения затрат, не подлежащих вычету, и изменений в непризнанных отложенных налоговых активах.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Компания зарегистрировала расходы по подоходному налогу в размере 192,0 млрд. тенге по сравнению с 163,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 28,2 млрд. тенге или 17,2%. Такое увеличение было в основном обусловлено увеличением на 30,8 млрд. тенге или 38,5% текущих расходов по корпоративному подоходному налогу за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2016 года, которое было частично компенсировано снижением отложенных расходов по корпоративному подоходному налогу на 20,3 млрд. тенге или 44,4%. См. Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2017 год. Увеличение текущего корпоративного подоходного налога несмотря на признание убытка до уплаты подоходного налога с продолжающейся деятельности в 2017 году объясняется текущим подоходным налогом, подлежащим уплате в отношении прибыли до налогообложения по прекращенной деятельности. См. раздел «*Прибыль за год после уплаты подоходного налога от прекращенной деятельности*».

***Убыток за год от продолжающейся деятельности***

В результате вышеизложенного убыток Компании за год от продолжающейся деятельности увеличился на 269,0 млрд. тенге или 39 385,0% до 269,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, с 683,0 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года.

***Прибыль за год после уплаты подоходного налога от прекращенной деятельности***

Прибыль Компании от прекращенной деятельности после уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составила 789,2 млрд. тенге по сравнению с 360,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 428,3 млрд. тенге или 118,7%. Такое увеличение произошло главным образом за счет увеличения прибыли от KMG International (после исключения побочных факторов) с 368,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, до 792,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, что в свою очередь было обусловлено увеличением объема продаж и цен. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International*» и Примечание 5 к Финансовой отчетности за 2017 год.

***Чистая прибыль за год***

В результате вышеизложенного чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составила 519,5 млрд. тенге по сравнению с 360,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает увеличение на 159,3 млрд. тенге или 44,2%. Чистая прибыль Компании за 2017 и 2016 годы составила 21,1% и 19,4%, соответственно.

**Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2015 года**

***Доход***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, общий доход составил 1857,4 млрд. тенге, что по сравнению с 1093,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, отражает прирост на 763,6 млрд. тенге или 69,8%. Данный прирост произошел прежде всего по причине увеличения продаж сырой нефти на 584,3 млрд. тенге или 480,1%, а также увеличения продаж сырой нефти и увеличения продаж газа и продуктов газопереработки на 84,4 млрд. тенге или 33,7%.

В таблице ниже приводятся данные по доходам Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 года	2015 года <sup>(1)</sup>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Реализация сырой нефти .....	706,0	121,7	480,1
Реализация газа и продуктов переработки газа .....	334,5	250,1	33,7
Плата за транспортировку .....	322,3	300,2	7,4
Реализация нефтепродуктов.....	293,1	235,5	24,5
Переработка нефти и нефтепродуктов .....	99,1	78,2	26,7
Банк качества для сырой нефти .....	(19,9)	(12,7)	(56,7)
Прочие доходы .....	122,3	121,0	1,1
<b>Итого .....</b>	<b>1 857,4</b>	<b>1 093,8</b>	69,8

Примечание:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели за 2015 год взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

### Реализация сырой нефти

В таблице ниже представлена информация о выручке с продажи и объемах продажи Компанией сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2016 года	2015 года
Доход от реализации сырой нефти ( <i>млрд. тенге</i> ) <sup>(1)</sup> .....	706,0	121,7
Объемы реализации сырой нефти ( <i>тыс. тонн</i> ) <sup>(2)</sup> .....	9 009,5	5 416,6
Средняя цена за тонну сырой нефти ( <i>тенге</i> ) <sup>(3)</sup> .....	78 362	22 468

Примечание:

- (1) После учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ-ПМ.  
 (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним предприятиям после учета взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ-ПМ.  
 (3) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продаж сырой нефти (после учета взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ-ПМ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ-ПМ).

Общая прибыль Компании от продажи сырой нефти увеличилась на 584,3 млрд. тенге или 480,1% до 706,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 121,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Этот рост в первую очередь является результатом увеличения продаж сырой нефти в рамках Сделки по предварительной продаже нефти ТШО, а также более высоких мировых цен на нефть в 2016 году по сравнению с 2015 годом и обесценением тенге по отношению к доллару США.

Основное влияние на доходы от продажи сырой нефти, в частности, оказал РД КМГ. В таблице ниже приведены данные об экспортной продаже сырой нефти РД КМГ и продаже сырой нефти на внутреннем рынке РД КМГ в пользу КМГ-ПМ для последующей переработки на Атырауском НПЗ за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2016 года	2015 года
Экспортные продажи сырой нефти ( <i>тыс. тонн</i> ).....	4 946	4 647
Средняя цена экспортной продажи за тонну сырой нефти ( <i>тенге</i> ).....	103 659	78 434
Реализация сырой нефти в пользу Компании / КМГ-ПМ ( <i>тыс. тонн</i> ) .....	830	2 680
Средняя цена за тонну сырой нефти, проданной Компанией / КМГ-ПМ ( <i>тенге</i> ) .....	18 625	37 009

Общие объемы продажи РД КМГ сырой нефти на экспорт увеличились до 4946 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 4647 тыс. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, показав увеличение на 6,4%, в основном благодаря увеличению объемов

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

продаж в связи с выполнением РД КМГ своих обязательств по встречным поставкам нефти согласно межправительственному соглашению между Правительствами Казахстана и России.

До апреля 2016 года РД КМГ продавал часть добываемой им сырой нефти в пользу КМГ-ПМ для выполнения своих обязательств по внутренней поставке нефти. КМГ-ПМ затем перерабатывал данную сырую нефть и продавал продукты нефтепереработки. Начиная с апреля 2016 года РД КМГ стал поставлять объемы сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ и ПНХЗ (и оплачивал соответствующую стоимость переработки), а затем продавал переработанные нефтепродукты за свой счет, используя КМГ-ПМ в качестве агента по продажам. 1 января 2017 года РД КМГ перестал использовать КМГ-ПМ в качестве агента по продажам и начал самостоятельно продавать продукты нефтепереработки.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке составил 0,8 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, и 2,7 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 69,0%. Такое сокращение было связано с изменением управления продажами, описанным выше, которое вступило в силу в апреле 2016 года.

### *Продажи газа и продуктов переработки газа*

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продает КТГ, и сжиженный природный газ, который продает РД КМГ. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, объем продаж газа и продуктов переработки газа составил 334,5 млрд. тенге по сравнению с 250,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 84,4 млрд. тенге или на 33,7%. Указанный прирост главным образом был вызван увеличением объемов продажи газа на внешнем и внутреннем рынках в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

### *Реализация нефтепродуктов*

В следующей таблице приведена некоторая информация относительно продажи Компанией нефтепродуктов, в отношении которых Компания являются заказчиком, кроме толлинговых объемов и продаж, за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2016 года	2015 года
Реализация нефтепродуктов (млрд. тенге).....	293,1	235,5
Объемы проданных продуктов нефтепереработки (тыс. тонн)	2 026	3 091
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге) .....	144 669	76 189

Общий доход от продажи Компанией нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, увеличился на 57,6 млрд. тенге или 24,5% до 293,1 млрд. тенге по сравнению с 235,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Это увеличение произошло прежде всего в результате роста средней цены за тонну нефтепродуктов с 76 189 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, до 144 669 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года.

### *Плата за транспортировку*

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, плата за транспортировку составила 322,3 млрд. по сравнению с 300,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение до 22,1 млрд. тенге или 7,4%. Такой прирост связан главным образом с повышением тарифов на транспортировку. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа».

Доход от транспортировки газа

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно доходов КТГ от транспортировки газа за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2016 года	2015 года
	(млрд. тенге)	
<b>Услуги по транспортировке:</b>		
Центрально-азиатский газ (транзит).....	45,7	47,7
Российский газ (транзит).....	28,1	26,3
Казахстанский газ (за пределы страны) .....	47,6	29,9
Казахстанский газ (внутри страны).....	34,9	21,8
<b>Итого доход от транспортировки газа<sup>(1)</sup> .....</b>	<b>156,3</b>	<b>125,6</b>

Примечание:

(1) Не включает взаиморасчеты внутри группы.

Увеличение дохода от транспортировки газа за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составил 24,4% по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2015 год. Такой рост связан прежде всего с увеличением объемов экспортируемого газа, а также с увеличением тарифов на транспортировку газа. См. раздел «Деятельность – Перевозка – Транспортировка и хранение газа – Объемы транспортировки газа».

Доход от транспортировки нефти

В следующей таблице представлена некоторая информация относительно дохода КТО от транспортировки сырой нефти за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2016 года	2015 года
	(млрд. тенге)	
<b>Трубопроводы КТО:</b>		
<b>Западный филиал:</b>		
Трубопровод УАС.....	94,3	101,8
Другие трубопроводы Западного филиала доставляют до:..		
Атырауского НПЗ.....	11,0	9,7
Морского порта Актау .....	3,5	2,9
Трубопровода КТК .....	6,3	5,4
<b>Трубопроводы Восточного филиала доставляют до:</b>		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	20,0	24,7
Шымкентского НПЗ .....	12,3	10,3
ПНХЗ .....	20,2	18,5
Другие платежи <sup>(1)</sup> .....	4,1	2,7
<b>Итого доход от транспортировки сырой нефти<sup>(2)</sup> .....</b>	<b>171,8</b>	<b>176,0</b>

Примечания:

(1) Включает платежи по предоставлению погрузочно-разгрузочных услуг на железнодорожных станциях и в морских портах.

(2) Без учета корпоративных взаиморасчетов.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, доходы от транспортировки сырой нефти сократились на 2,4% по сравнению годом, закончившимся 31 декабря 2015 года. Данное сокращение доходов связано с сокращением доходов от транспортировки сырой нефти по трубопроводу УАС, что в свою очередь связано с сокращением объемов сырой нефти, транспортируемой через трубопровод УАС.

Переработка нефти и нефтепродуктов

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, доход от переработки нефти и нефтепродуктов составил 99,1 млрд. тенге по сравнению с 78,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 20,9 млрд. тенге или 26,7%. Такое увеличение связано в первую очередь с увеличением стоимости переработки нефти.

*Банк качества для сырой нефти*

Суммы, признанные Компанией как банк качества для сырой нефти, представляют штрафы и компенсационные платежи производителей сырой нефти, в зависимости от качества сырой нефти, подаваемой в систему нефтепровода. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, убытки банка качества сырой нефти составили 19,9 млрд. тенге по сравнению с 12,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 7,2 млрд. тенге или 56,7%. Такой рост был в первую очередь связан с увеличением экспортной продажи сырой нефти на 16% по объемам через Трубопровод КТК компанией РД КМГ.

*Прочие доходы*

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, прочие доходы составили 122,3 млрд. тенге по сравнению с 121,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, прирост составил 1,3 млрд. тенге или 1,1%.

*Себестоимость реализованной продукции*

В таблице ниже приведена информация о себестоимости реализованной продукции Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 года	2015 года <sup>(1)</sup>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Сырая нефть .....	678,0	–	–
Фонд заработной платы .....	108,7	264,7	6,4
Износ, истощение и амортизация .....	281,7	125,6	33,1
Сырье и материалы .....	167,2	376,4	(71,1)
Другие налоги .....	47,7	45,4	18,1
Транспортные расходы .....	40,7	44,2	7,9
Налог на добычу полезных ископаемых .....	53,6	68,2	(40,3)
Электричество .....	37,9	34,2	10,8
Ремонт и техническое обслуживание	32,5	23,9	36,0
Другое .....	113,7	107,8	5,5
<b>Итого .....</b>	<b>1 561,7</b>	<b>1 090,4</b>	43,2

Примечание:

(1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели за 2015 год взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, себестоимость реализованной продукции составила 1561,7 млрд. тенге по сравнению с 1090,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, прирост составил 471,3 млрд. тенге или 43,2%. Такое увеличение произошло главным образом за счет признания в 2016 году расходов на продажу сырой нефти в размере 678,0 млрд. тенге, которые связаны с продажей сырой нефти в рамках Сделки на предварительную продажу нефти ТШО. Такое увеличение было частично нивелировано сокращением расходов на сырье и материалы на сумму 267,7 млрд. тенге или 71,1% и сокращением оплаченного налога на добычу полезных ископаемых на сумму 27,5 млрд. тенге или 40,3%.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, расходы по продаже сырой нефти составили 678,0 млрд. тенге в результате расходов, связанных со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. Таких расходов не было в году, закончившемся 31 декабря 2015 года.

Увеличение фонда заработной платы до 281,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 264,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было в основном связано с увеличением базовых окладов работников Компании в 2016 году, вызванным индексацией.

Увеличение расходов Компании на износ, истощение и амортизацию до 167,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 125,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было в основном связано с начисленным износом ТОО «КМГ Карачаганак», который в свою очередь явился результатом воздействия девальвации тенге по отношению к

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

доллару США в 2015 году (так как доллар США является функциональной валютой ТОО «КМГ Карачаганак», то воздействие такой девальвации было признано при консолидации, так как функциональной валютой Компании является тенге).

Сокращение расходов на сырье и материалы до 108,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 376,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было в основном связано с сокращением в 2016 году объемов закупки КМГ-ПМ сырой нефти у третьих лиц для поставки на свои нефтеперерабатывающие заводы, сокращением ремонтных работ, проводимых рядом дочерних предприятий Компании и сокращением затрат на необходимые для этого материалы.

Увеличение транспортных расходов Компании до 47,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 44,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было в основном связано с удорожанием транспортировки по Трубопроводу КТК, которое в свою очередь явилось результатом обесценения тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как тариф за использование Трубопровода КТК деноминирован в долларах США.

Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых составили 40,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 68,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 27,5 млрд. тенге или 40,3%. Сокращение в оплаченном налоге на добычу полезных ископаемых отражает применение сниженной налоговой ставки для АО «Озенмунайгаз» для месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области в результате предоставления Правительством льгот по налогу на добычу полезных ископаемых, а также низких средних цен на нефть марки Brent. Такая сниженная ставка на налог на добычу полезных ископаемых в 2016 году была установлена в размере 9,0% (по сравнению с 13,0% в 2015 году) на основании того, что месторождения Узень и Карамандыбас показали налоговый убыток в 2016 году.

Увеличение расходов на электроэнергию до 37,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 34,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, отражающее увеличение на 3,7 млрд. тенге или 10,8%, было в основном связано со средним увеличением на 15% цен на электричество на внутреннем рынке по сравнению с 2015 годом.

Увеличение расходов Компании на ремонт и техническое обслуживание до 32,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 23,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было в основном связано с увеличением расходов РД КМГ на гидроразрыв, которое в свою очередь было связано с увеличением числа скважин, требующих гидроразрыва.

Прочие издержки реализации состоят из выплаты штрафов, сборов за выбросы, затрат на охрану окружающей среды, выплат в рамках социального страхования, арендной платы за земельные участки и других обязательных взносов в бюджет. Увеличение суммы прочих производственных затрат до 113,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 107,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом связано с проведением определенных работ по техническому обслуживанию по ТОО «КМГ Карачаганак», а также с негативным воздействием обесценения тенге по отношению к доллару США в 2015 году.

### ***Валовая прибыль***

С учетом вышеизложенного, валовая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, увеличилась на 292,3 млрд. тенге до 295,7 млрд. тенге с 3,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

**Общие и административные расходы**

В таблице ниже приведена информация об общих и административных расходах Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 года	2015 года <sup>(1)</sup>	
	(млрд. тенге)		
Фонд заработной платы.....	55,1	56,0	(1,6)
Консультационные услуги .....	12,0	10,1	18,8
Другие налоги.....	8,2	5,9	39,0
Износ и амортизация .....	6,7	8,8	(23,9)
Социальные платежи, не входящие в фонд заработной платы .....	6,2	9,0	(31,1)
Пожертвования на благотворительность .....	1,5	7,3	(79,5)
НДС, не подлежащий возмещению .....	1,3	2,3	(43,5)
Сумма на обесценение дебетового сальдо расчета с покупателями.....	3,6	0,4	800,0
Сумма на обесценение долгосрочных авансовых платежей .....	2,0	–	–
Сумма на обесценение других оборотных активов.....	1,9	2,8	(32,1)
Суммы на неликвидные ТМЗ.....	1,1	1,4	(21,4)
Обесценение НДС к получению .....	(3,4)	51,5	(106,6)
Суммы на штрафы, неустойки и налоговые резервы..	(10,8)	28,0	(138,6)
Другое <sup>(2)</sup> .....	32,4	27,7	17,0
<b>Итого .....</b>	<b>117,7</b>	<b>211,2</b>	<b>(44,3)</b>

Примечание:

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Прочие общие и административные расходы включают расходы на командировки, связь, представительства Компании, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, общие и административные расходы составили 117,7 млрд. тенге по сравнению с 211,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает уменьшение показателя на 93,5 млрд. тенге или 44,3%. Такое уменьшение связано главным образом с восстановлением убытка от обесценения дебиторской задолженности по НДС в 2016 году в размере 3,4 млрд. тенге по сравнению с обесценением в размере 51,5 млрд. тенге в результате уплаты в 2015 году, а также с восстановлением убытка от обесценения в результате уплаты штрафов и неустоек в 2016 году в размере 10,8 млрд. тенге по сравнению с уплатой 28,0 млрд. тенге штрафов и неустоек в 2015 году.

Сокращение расходов фонда заработной платы до 55,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года по сравнению с 56,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом объясняется сокращением некоторых актуарных обязательств Компании, которые были частично возмещены увеличением базовой заработной платы производственного персонала в связи с индексацией.

Увеличение расходов на консультационные услуги до 12,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года с 10,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, было главным образом связано с девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как стоимость консультационных услуг была выражена в долларах США.

Увеличение суммы прочих налогов до 8,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 5,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, связано главным образом с увеличением суммы налога на имущество, уплаченной в 2016 году, по сравнению с суммой данного налога, уплаченной в 2015 году.

Сокращение суммы социальных платежей из фонда заработной платы в размере 6,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, с 9,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

года, было главным образом связано с начислением меньшей суммы резервов в 2016 году в связи с выплатой вознаграждения руководству по результатам выполненной работы.

Снижение суммы пожертвований на благотворительность и спонсорскую поддержку до 1,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 7,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом обусловлено более низким уровнем финансирования со стороны Компании, направленного на благотворительность и спонсорскую поддержку в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

Увеличение резервов под обесценение дебетового сальдо расчетов с покупателями до 3,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 0,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом связано с признанием увеличившихся резервов под обесценение после проведения комплексной проверки Компанией определенных своих партнеров в году, закончившемся 31 декабря 2016 года.

Признание 2,0 млрд. тенге резервов под обесценение долгосрочных авансовых платежей за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, связано главным образом с выкупом РД КМГ лицензии на разведку на месторождении Темир в 2016 году. Такое обесценение не признавалось в году, закончившемся 31 декабря 2015 года.

Признание прибыли в размере 3,4 млрд. тенге в отношении обесценения НДС к получению по сравнению с расходами на обесценение в размере 51,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом относилось на счет РД КМГ, который обратился за возмещением НДС в отношении продажи определенных активов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» в 2012 году. В октябре 2016 года налоговые органы частично удовлетворили данное заявление в сумме 24,5 млрд. тенге, которую РД КМГ получил в 2016 году.

Отмена штрафов и неустойки в размере 10,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 28,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, относится главным образом на счет РД КМГ, который добился отмены административного штрафа в размере 3,6 млрд. тенге и неустойки в размере 1,7 млрд. тенге в отношении корпоративного подоходного налога и налога на сверхприбыль в результате успешного завершения судебного разбирательства в отношении налогового периода с 2006 по 2008 годы. Кроме того, РД КМГ добился отмены штрафа в размере 9,6 млрд. тенге в отношении корпоративного подоходного налога, налога на сверхприбыль и налога на добычу полезных ископаемых на основании решения Комитета государственных доходов и результатов налогового аудита за 2009 и 2012 годы.

Увеличение прочих расходов до 32,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 27,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, связано главным образом с увеличением расходов на услуги и материалы в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

### **Транспортные и торговые расходы**

В таблице ниже приведена информация о транспортных и торговых расходах Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 года	2015 года <sup>(1)</sup>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Таможенные пошлины.....	84,1	84,6	(0,6)
Транспортировка.....	67,9	44,5	52,6
Рентный налог на экспорт сырой нефти.....	20,0	41,6	(51,9)
Фонд заработной платы.....	6,8	7,7	(11,7)
Износ и амортизация.....	6,4	6,8	(5,9)
Другое.....	13,2	10,2	29,4
<b>Всего.....</b>	<b>198,5</b>	<b>195,3</b>	1,6

Примечание:

(1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, транспортные и торговые расходы составили 198,5 млрд. тенге по сравнению с 195,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 3,2 млрд. тенге или 1,6%. Такой прирост главным образом связан с расходами на транспортировку, которые были частично нивелированы сокращением рентного налога на экспорт сырой нефти.

Увеличение расходов на транспортировку до 67,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 44,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, связано главным образом с удорожанием транспортировки по Трубопроводу КТК, что в свою очередь является результатом девальвации тенге по отношению к доллару США в 2015 году, так как тариф на использование Трубопровода КТК установлен в долларах США.

Компания начислила рентный налог в размере 20,0 млрд. тенге и таможенные пошлины в размере 84,1 млрд. тенге в году, закончившемся 31 декабря 2016 года, по сравнению с рентным налогом в размере 41,6 млрд. тенге и таможенными пошлинами в размере 84,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Основной причиной сокращения по рентному налогу в 2016 году по сравнению с 2015 годом является сокращение налогов Компании к уплате на 11,7 млрд. тенге в результате применения пересмотренных ставок за период с 2012 по 2015 годы. В 2016 году в налоговое законодательство были внесены изменения в части методологии расчета рентного налога. На основании этих изменений Компания решила пересмотреть налоговые декларации за период 2012-2015 годов. Низкая средняя цена на сырую нефть марки Brent в первом квартале 2016 года также внесла свой вклад в сокращение рентного налога к уплате в 2016 году, несмотря на то, что такое сокращение было частично нивелировано обесценением тенге и увеличением объемов экспорта.

#### ***Обесценение основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала обесценение основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов (за исключением гудвилла) на 3,3 млрд. тенге по сравнению с 67,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 63,8 млрд. тенге или 95,1%. Такое сокращение связано главным образом с более высокими уровнями обесценения основных производственных средств и оборудования в 2015 году, связанными с АНС и КТМ. Обесценение составило 31,4 млрд. тенге и 19,9 млрд. тенге, соответственно.

#### ***Обесценение гудвилла***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания не регистрировала обесценение гудвилла. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценение гудвилла в размере 11,9 млрд. тенге, что было главным образом связано с приобретением АНС.

#### ***Чистый убыток от продажи основных производственных средств и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи основных производственных средств и оборудования, нематериальных активов и инвестиционного имущества в размере 5,6 млрд. тенге по сравнению с чистым доходом 3,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015, что отражает прирост в размере 2,0 млрд. тенге или 55,6%.

#### ***Прочие операционные доходы***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала прочие операционные доходы в размере 19,4 млрд. тенге по сравнению с 21,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 2,3 млрд. тенге или на 10,6%. Такое сокращение главным образом обусловлено однократным получением дохода от продажи определенных непрофильных активов в 2015 году.

#### ***Прочие операционные расходы***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала 14,8 млрд. тенге прочих операционных расходов по сравнению с 19,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 4,7 млрд. тенге или 24,1%. Данное сокращение главным образом

обусловлено увеличением расходов, понесенных в связи с продажей определенных непрофильных активов Компании в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

#### ***Операционные убытки***

В результате всего приведенного выше за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала операционные убытки в размере 24,8 млрд. тенге по сравнению с 483,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает снижение на 458,8 млрд. тенге или 94,9%.

#### ***Чистый курсовой убыток***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала чистый курсовой убыток в размере 12,9 млрд. тенге по сравнению с чистой курсовой прибылью в 469,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 482,4 млрд. тенге или 102,7%. Чистая курсовая прибыль в 2015 году была главным образом связана с девальвацией тенге по отношению к доллару США в 2015 году в результате увеличения денежных средств в виде депозитов, деноминированных в долларах США. Чистый курсовой убыток в 2016 году связан главным образом с чистым обесценением тенге по отношению к доллару США в 2016 году.

#### ***Доход от финансирования***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, доход от финансирования составил 167,9 млрд. тенге по сравнению с 173,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает снижение на 5,1 млрд. тенге или 2,9%. Такое снижение главным образом связано с доходом, признанным Компанией в отношении досрочного погашения долговых ценных бумаг в 2015 году, которое не повторилось в 2016 году. Такое снижение было частично нивелировано увеличением дохода в виде вознаграждения по банковским депозитам, займам и долговым обязательствам в 2016 году на 28,1 млрд. тенге или 59,2%.

#### ***Расходы на финансирование***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, расходы Компании на финансирование составили 230,4 млрд. тенге по сравнению с 198,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 32,1 млрд. тенге или 16,2%. Такой прирост главным образом вызван начислением суммы к оплате в связи со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. На 31 декабря 2016 года общая сумма заимствований Компании составила 3072,5 млрд. тенге по сравнению с 3228,9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года. См. раздел «Долговые обязательства».

#### ***Обесценение капиталовложений в совместные предприятия***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала обесценение капиталовложений в совместные предприятия размере 5,5 млрд. тенге в результате обесценения, зарегистрированного в отношении инвестиций в ГБШ. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценение капиталовложений в совместные предприятия в размере 9,3 млрд. тенге в результате обесценения, зарегистрированного в отношении инвестиций в ГБШ.

#### ***Обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи***

Компания зарегистрировала обесценение инвестиционных активов, классифицированных как предназначенные для продажи, в размере 92,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в результате корректировок балансовой стоимости активов для продажи в соответствии с их фактической стоимостью. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания зарегистрировала обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи, в размере 85,7 млн. тенге по той же причине.

#### ***Обесценение предоставленных займов***

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала обесценение предоставленных займов на сумму 1,3 млрд. тенге по сравнению с 11,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 9,7 млрд. тенге или 88,2%.

Такое сокращение главным образом связано с обесценением займов KS EP в связи с продлением лицензии на осуществление деятельности.

**Доля прибыли в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях**

См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Представление определенной информации, касающейся дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний», «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Изменения доли дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний», Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2016 год.

В следующей таблице приводится информация относительно чистого дохода/(убытка) совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2015 и 2016 гг.
	2016 года	2015 года <sup>(1)</sup>	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
<b>Компании:</b>			
ТШО .....	147,9	162,2	(8,8)
МВВ .....	29,8	19,7	51,3
КазРосГаз .....	18,6	36,3	(48,8)
Казахойл Актобе .....	(11,5)	(0,4)	2 775,0
<b>РД КМГ:</b>			
РКГ .....	(15,8)	(16,5)	(4,2)
Казгермунай .....	5,1	2,7	88,9
Другие <sup>(2)</sup> .....	96,1	(91,1)	(205,5)
<b>Итого .....</b>	<b>270,2</b>	<b>112,8</b>	<b>139,5</b>

**Примечания:**

- (1) Пересчитано. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Пересчет и перегруппировка статей» и Примечание 6 к Финансовой отчетности за 2016 год. Показатели 2015 года взяты из Финансовой отчетности за 2016 год.
- (2) Включает (среди прочих) Valsega Holdings B.V., которая напрямую владеет Шымкентским НПЗ через свою 99,43% долю в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», МунайТас, КТК и ТОО «Казхатуркмунай».

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний увеличилась на 157,4 млрд. тенге или на 139,3% до 270,2 млрд. тенге со 112,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Данное увеличение произошло главным образом за счет признания дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний в размере 96,1 млрд. тенге в 2016 году по сравнению с чистым убытком в размере 91,1 млрд. тенге в 2015 году, который в свою очередь главным образом связан с увеличением дохода от КТК с 0,4 млрд. тенге в 2015 году до 74,9 млрд. тенге в 2016 году.

**Прибыль до выплаты подоходного налога**

В результате вышеизложенного Компания зарегистрировала чистую прибыль до уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в размере 163,1 млрд. тенге по сравнению с 53,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает прирост на 110,1 млрд. тенге или 207,7%. Такой прирост связан в первую очередь с улучшением результатов деятельности в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

**Расходы по подоходному налогу**

Эффективная ставка налогообложения Компании сократилась до 100,4% за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 437,0% за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в результате признания курсового убытка в 2016 году по сравнению с курсовой прибылью (которая облагалась налогом) в 2015 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала расходы по подоходному налогу в размере 163,8 млрд. тенге по сравнению с 231,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 67,7 млрд. тенге или 29,2%. Такое сокращение главным образом связано с исключительной курсовой прибылью в 2015 году в

результате девальвации тенге (которая не повторилась в 2015 году) и сокращением суммы налога, удерживаемого у источника выплаты, с дивидендов и процентного дохода с 15,6 млрд. тенге в 2015 году до 4,6 млрд. тенге в 2016 году, что в свою очередь является результатом отсутствия дивидендов, полученных Компанией от ТШО в 2016 году.

#### ***Убыток за год от продолжающейся деятельности***

В результате вышеизложенного убыток Компании за год от продолжающейся деятельности сократился на 177,8 млрд. тенге или 99,6% до 683,0 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, с 178,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

#### ***Прибыль за год после уплаты подоходного налога от прекращенной деятельности***

Прибыль Компании от прекращенной деятельности после уплаты подоходного налога за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составила 360,9 млрд. тенге по сравнению с 673,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 312,3 млрд. тенге или 46,4%. Такое сокращение связано, главным образом, с признанием прибыли от KMG Kashagan B.V. в качестве прекращенной деятельности в 2015 году, чего не было в 2016 году. Данное сокращение было частично нивелировано увеличением прибыли KMG International с 261,6 млрд. тенге в 2015 году до 368,2 млрд. тенге в 2016 году, что отражает прирост на 106,6 млрд. тенге или 40,7%. Такой прирост связан главным образом с проектами модернизации НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега», а также с мерами по оптимизации промышленных процессов и сокращению операционных расходов. См. Примечание 7 к Финансовой отчетности за 2016 год.

#### ***Чистая прибыль за год***

В результате вышеизложенного чистая прибыль Компании за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, составила 360,2 млрд. тенге по сравнению с 494,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает сокращение на 134,5 млрд. тенге или 27,2%. Чистая прибыль Компании за 2016 и 2015 годы составила 19,4% и 45,2%, соответственно, от прибыли Компании за указанные годы.

### **Производственные сегменты**

#### ***Обзор***

Для целей финансовой отчетности деятельность Компании можно разделить на пять производственных сегментов. Основными производственными сегментами Компании являются: разведка и добыча нефти и газа и реализация нефтепродуктов собственного производства; транспортировка нефти; транспортировка и продажа газа; переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные производственные сегменты были объединены и представлены как «прочее» ввиду их незначительности. Производственные сегменты Компании включают в себя следующие виды деятельности:

- ***Разведка и добыча нефти и газа и реализация нефтепродуктов собственного производства.*** Компания 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.*** Компания 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.*** Компания 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.*** Компания активно занимается продажей как сырой нефти, которую она добывает, так и нефтепродуктов, включая бензин, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо и мазут. Компания также владеет и управляет растущей сетью автозаправочных станций в Казахстане и Румынии. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность*» –

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

*Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International*.  
Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».

- **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 доходе, валовой прибыли и чистой прибыли производственных сегментов Компании за указанные периоды:

Сегмент	За год, закончившийся 31 декабря								
	2017 года	2016 года	2015 года	2017 года	2016 года	2015 года	2017 года	2016 года	2015 года
	Общие доходы			Валовая прибыль за год			Чистая прибыль за год		
	<i>(в млрд. тенге)</i>								
Разведка и добыча нефти и газа и продажа нефтепродуктов собственного производства .	1 095,6	851,9	619,6	581,4	419,6	254,2	295,0	285,2	561,4
Транспортировка нефти.....	249,2	234,0	237,5	102,3	97,5	106,5	124,3	149,3	79,7
Транспортировка и продажа газа .....	552,6	502,0	374,3	126,2	153,7	97,2	46,8	95,7	(121,5)
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	1 903,7	1 051,6	423,6	126,8	132,8	71,0	125,7	564,8	(360,4)
Прочее.....	142,4	123,0	101,7	(2,6)	(10,0)	(11,1)	(77,1)	(697,2)	370,9
Исключение взаиморасчетов <sup>1</sup> .....	(1 484,7)	(905,1)	(662,9)	(855,2)	(497,9)	(514,3)	4,9	(37,7)	(35,4)
<b>Итого.....</b>	<b>2 458,8</b>	<b>1 857,4</b>	<b>1 093,8</b>	<b>78,9</b>	<b>295,7</b>	<b>3,4</b>	<b>519,5</b>	<b>360,2</b>	<b>494,7</b>

Примечание:

(1) Исключение взаиморасчетов представляет собой исключение внутригрупповых сделок.

***Разведка и добыча нефти и газа и продажа нефтепродуктов собственного производства***

Сегмент «Разведка и добыча нефти и газа» Компании является вторым по величине сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов по внутригрупповым сделкам и является самым прибыльным сегментом Компании с точки зрения валовой прибыли и вторым по величине сегментом Компании с точки зрения чистой прибыли. Весь доход сегмента был получен от внешних заказчиков (т.е., неаффилированных лиц и совместных предприятий) за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно.

РД КМГ, на который приходилось 50,8%, 53,7% и 54,4% от общих объемов добычи нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно, продает часть добытой нефти внешним клиентам.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 28,6% до 1095,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 851,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 38,6%, составив сумму в размере 581,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению 419,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такое увеличение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2016 года, главным образом связано с переработкой и последующей продажей нефтепродуктов РД КМГ.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличился на 37,5% до 851,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 619,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 65,1%, составив 419,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 254,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2015 года, главным образом обусловлено девальвацией тенге по отношению к доллару США во второй половине 2015 года.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа увеличилась на 3,4% до 295,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 285,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, преимущественно в результате увеличения в валовой прибыли РД КМГ и ТШО, которое в свою очередь было обусловлено увеличением экспорта и ростом мировых цен на нефть, что было частично нивелировано укреплением тенге по отношению к доллару США в 2017 году.

Чистая прибыль по сегменту разведки и добычи нефти и газа сократилась на 49,2% до 285,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 561,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом в результате снижения средней цены на сырую нефть в 2016 году по сравнению с 2015 годом.

### ***Транспортировка нефти***

Сегмент «Транспортировка нефти» является четвертым по величине сегментом Компании по объему дохода, четвертым по величине сегментом Компании по валовой прибыли и третьим по величине сегментом Компании по чистой прибыли. Через КТО Компания получает доход от транспортировки нефти за счет взимания тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку сырой нефти по системам нефтепроводов, эксплуатируемым КТО. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно, 79,9%, 80,4% и 81,6% совокупного дохода сегмента были получены от внешних клиентов, а 20,1%, 19,6% и 18,4% – от внутренних клиентов (т.е., от Компании и ее дочерних предприятий).

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличился на 6,5% до 249,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 234,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 4,9% до 102,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 97,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такой прирост дохода главным образом обусловлен открытием дополнительного маршрута для транспортировки нефти с месторождения Кашаган по трубопроводу Атырау-Самара в феврале 2017 года для ее дальнейшей транспортировки через систему ПАО «Транснефть» в России в порт Новороссийск для дальнейшего экспорта, а также продолжением поставок нефти с месторождения Кашаган (после возобновления промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 2016 года).

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 1,5% до 234,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 237,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль, относимая на счет сегмента, сократилась на 8,5% до 97,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 106,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Такое сокращение дохода главным образом обусловлено сокращением экспортной транспортировки сырой нефти на 10% в 2016 году по сравнению с 2015 годом, что было частично нивелировано повышением тарифов на транспортировку сырой нефти.

Чистая прибыль по сегменту транспортировки нефти уменьшилась на 16,7% до 124,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 149,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом в результате сокращения доли в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, что в свою очередь было обусловлено главным образом признанием дохода, относящегося к КТК, в финансовой отчетности Компании за 2016 год, что в свою очередь явилось результатом пересчета балансовой стоимости инвестиций Компании в 2016 году.

Чистая прибыль сегмента транспортировки нефти увеличилась на 87,3% до 149,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 79,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом в результате девальвации тенге по отношению к доллару США во второй половине 2015 года.

### ***Транспортировка и продажа газа***

Сегмент «Транспортировка и продажа газа» является третьим по величине сегментом Компании по объему дохода, третьим по величине сегментом Компании по валовой прибыли и четвертым по величине сегментом Компании по чистой прибыли. Компания получает доход от продажи и транспортировки газа за счет взимания КТГ тарифов со своих клиентов по долгосрочным

договорам на продажу и транспортировку природного газа по принадлежащей КТГ системе газопроводов. В доход 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 доход КТГ без вычета операционных расходов в размере оплаченных, но не транспортированных объемов. Практически 100% от общего дохода поступает от внешних клиентов.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 10,1% до 552,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 502,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте сократилась на 17,9% до 126,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению со 153,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Данные изменения главным образом обусловлены издержками, связанными с доверительным управлением имуществом ИЦА, а также ростом процентных выплат и цен на газ.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту увеличился на 34,1% до 502,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 374,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в то время как валовая прибыль в этом сегменте увеличилась на 58,1% до 153,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 97,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение дохода в основном относится к увеличению продаж экспортных объемов газа на 1,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 году по сравнению с 2015 годом, а также к увеличению продаж газа на внутреннем рынке на 0,4 млрд. м<sup>3</sup> вместе с девальвацией тенге по отношению к доллару во второй половине 2015 года.

Чистая прибыль сегмента транспортировки и продажи газа составила 46,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, в основном в результате увеличения затрат на финансирование. Сокращение частично также произошло вследствие сокращения долей в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, что в свою очередь было обусловлено главным образом признанием дохода, относящегося к КТК, в финансовой отчетности Компании за 2016 год, что в свою очередь явилось результатом пересчета балансовой стоимости инвестиций Компании в 2016 году. Чистая прибыль, относящаяся к сегменту транспортировки и продажи газа, составила 95,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном в результате увеличения объемов экспорта газа в 2016 году на 1,7 млрд. м<sup>3</sup> и увеличения продаж газа на внутреннем рынке на 0,4 млрд. м<sup>3</sup>. Рост также частично обусловлен девальвацией тенге по отношению к доллару США во втором полугодии 2015 года.

### ***Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов***

Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов – это крупнейший сегмент Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов. Этот сегмент не являлся прибыльным сегментом в последние годы, предшествовавшие 2016 году. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, 80,1%, 94,4% и 98,9%, соответственно, совокупного дохода этого сегмента было получено от внешних клиентов, а 19,9%, 5,6% и 1,1%, соответственно – от внутренних клиентов. Этот сегмент также является третьим по величине сегментом Компании с точки зрения валовой прибыли и вторым по величине сегментом Компании с точки зрения чистой прибыли.

Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на местном рынке в 2015 и 2014 годах, была приобретена КМГ-ПМ у РД КМГ по цене ниже рыночной.

Чистая валовая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 6,7% за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 12,6% за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, и 16,8% за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 81,0% до 1903,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 1051,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такой прирост главным образом связан с увеличением объемов продаж сырой нефти в связи со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 148,3% до 1051,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 423,6 млрд. тенге за год,

закончившийся 31 декабря 2015 года. Такое увеличение дохода главным образом было обусловлено Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО. Валовая прибыль, связанная с данным сегментом, увеличилась на 87,0% до 132,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 71,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Такой прирост был главным образом связан с увеличением объемов сырой нефти, переработанной на Атырауском НПЗ, а также с повышением тарифов на переработку с 11 807,6 тенге до 20 501,0 тенге на Атырауском НПЗ и с 8 641,6 тенге до 14 895,2 тенге на ПНХЗ.

Чистая прибыль от переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов сократилась на 77,8% до 125,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с чистой прибылью в размере 564,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Такое сокращение было главным образом вызвано увеличением затрат на финансирование.

Чистая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаиморасчетов увеличилась на 952,2 млрд. тенге до 564,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с чистым убытком в размере 360,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Такой прирост был главным образом связан со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО, а также с увеличением объемов сырой нефти, переработанной на Атырауском НПЗ и с повышением тарифов на переработку с 11 807,6 тенге до 20 501,0 тенге на Атырауском НПЗ и с 8 641,6 тенге до 14 895,2 тенге на ПНХЗ. См. раздел *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2015 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 самым маленьким сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, валовой и чистой прибыли. Совокупный доход данного сегмента состоял на 68,7%, 65,3% и 78,8% из дохода от внешних заказчиков и на 31,3%, 34,7% и 21,2% из дохода от внутренних заказчиков за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 15,8%, до 142,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 123,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в результате увеличения продаж внешним клиентам, что в свою очередь было главным образом связано с увеличением выручки KMG D&S и ТОО «Oil Construction Company». Валовый убыток за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, сократился на 74% до 2,6 млрд. тенге по сравнению с валовым убытком в размере 10,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, главным образом по причине увеличения финансовых доходов, которое в свою очередь произошло в основном из-за увеличения доходов KMG D&S.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 20,9% до 123,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с 101,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в результате получения Компанией новых внутригрупповых услуг от KMG Global Solutions B.V. Валовый убыток сократился на 9,9% до 10,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с валовой прибылью 11,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

Чистая прибыль сегмента «Прочее» снизилась на 88,9% до 77,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по сравнению с 697,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, прежде всего в результате начисления убытка, связанного с передачей объектов инвестиций от KTG Cooperative в пользу КМГ-ПМ и начисления обесценения основных средств.

Чистый убыток сегмента «Прочее» увеличился на 697,2 млрд. тенге до 1068,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, по сравнению с чистой прибылью в размере 370,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, главным образом в результате Сделки по предварительной продаже нефти ТШО. См. раздел *«Результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в сравнении с результатами за год, закончившийся 31 декабря 2015 года»*.

**Ликвидность и собственные фонды**

*Движение денежных средств*

В таблице ниже приведены основные позиции отчета о движении денежных средств за отчетные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря			% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2017 года	2016 года (млрд. тенге)	2015 года	2016 и 2017 гг.	2015 и 2016 гг.
Чистые денежные потоки от операционной деятельности.....	399,9	1 276,2	146,4	(68,7)	771,7
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от инвестиционной деятельности.....	(822,0)	(863,6)	1 222,9	(4,8)	(170,6)
Чистые денежные потоки, (использованные для)/ полученные от финансовой деятельности .....	760,8	(312,0)	1 630,5	343,8	(119,1)

*Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности*

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности, составили 399,9 млрд. тенге по сравнению с 1276,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, т.е. произошло сокращение на 876,3 млрд. тенге или 68,7%. Данное сокращение главным образом обусловлено увеличением выплат поставщикам, что было в свою очередь связано с получением авансовых платежей за нефть, полученную в 2016 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности, составили 1276,2 млрд. тенге по сравнению с 146,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, что отражает увеличение на 1129,8 млрд. тенге или 771,7%. Такое увеличение было прежде всего обусловлено принятием на баланс 1012,0 млрд. тенге денежных средств в отношении изменений в предоплате по договорам поставки нефти, что в свою очередь явилось результатом получения денежной выручки по Сделке по предварительной продаже нефти ТШО. См. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО – Сделка по предварительной продаже нефти ТШО».

*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 открытие срочных депозитов.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, чистые потоки денежных средств, используемые в инвестиционной деятельности, составляли (822,0) млрд. по сравнению с чистыми потоками денежных средств от инвестиционной деятельности в размере (863,6) млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что отражает уменьшение на 41,6 млрд. тенге или 4,8%. Чистые потоки денежных средств, используемые в инвестиционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, были главным образом связаны с помещением денежных средств в размере 457,3 млрд. тенге на банковские депозиты, приобретением основных производственных средств и оборудования и нематериальных активов на сумму 464,4 млрд. тенге и предоставлением займов связанным сторонам на сумму 184,7 млрд. тенге, что было частично нивелировано дивидендами в размере 271,8 млрд. тенге, полученными от совместных предприятий и ассоциированных компаний.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности составили (863,6) млрд. тенге по сравнению с 1222,9 млрд. тенге за год,

закончившийся 31 декабря 2015 года. Чистые потоки денежных средств от инвестиционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, в основном были связаны с денежными средствами, использованными при размещении банковских депозитов, а также приобретением основных средств, нематериальных активов, инвестиционной собственности и активов по разведке и оценке, приобретением совместных предприятий и предоставлением займов связанным сторонам.

*Чистые потоки денежных средств, (используемые в)/ полученные от финансовой деятельности*

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности составили 760,8 млрд. тенге против чистых потоков денежных средств, используемых в финансовой деятельности в размере (312,0) млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. Чистые потоки денежных средств от финансовой деятельности в 2017 году прежде всего отражают поступления по займам в размере 1508,2 млрд. тенге, которые были частично нивелированы погашением займов в размере 689,1 млрд. тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, чистые потоки денежных средств, используемые в финансовой деятельности, составили 312,0 против чистых потоков денежных средств, используемых в финансовой деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в размере 1630,5 млрд. тенге. Чистые потоки денежных средств, используемые в финансовой деятельности, в 2016 году прежде всего отражают погашение займов в размере 530,5 млрд. тенге, которые были частично нивелированы поступлениями по займам в размере 316,8 млрд. тенге.

*Депозиты в казахстанских банках*

По состоянию на 31 декабря 2017 года уровни текущих расчетных и депозитных счетов Компании в казахстанских банках составляли 2,3 млрд. долларов США (против 3,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2016 года и 2,5 млрд. долларов США на 31 декабря 2015 года), из которых 2,2 млрд. долларов США приходились на долю пяти крупнейших банков Казахстана (по сравнению с 2,9 млрд. долларов США на 31 декабря 2016 года и 2,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2015 года).

В октябре 2017 года Компания признала обесценение активов в отношении депозитов и денежных средств на текущих счетах в размере 27,9 млрд. тенге в связи с ухудшающимся финансовым состоянием АО «Банк «Bank RBK». На основании коэффициента общей ликвидности Компания определила возобновляемую сумму депозитов и признала убытки от обесценения финансовых активов в размере 7,0 млрд. тенге. В результате этого текущая балансовая стоимость депозитов и денежных средств на текущих счетах составила 20,9 млрд. тенге после обесценения. В ноябре 2017 года между НБРК, Правительством и ККМ было заключено рамочное соглашение об улучшении финансового положения АО «Банк «Bank RBK». Согласно постановлению Правительства от 7 ноября 2017 года, 29 декабря 2017 года депозиты и денежные средства на текущих счетах Компании в АО «Банк «Bank RBK» с балансовой стоимостью в размере 27,9 млрд. тенге были конвертированы в долговые обязательства со сроком погашения в 15 лет, номинальной стоимостью каждой ценной бумаги в 1 тенге и со ставкой вознаграждения в 0,01% в год. В соответствии с условиями таких долговых обязательств, ККМ гарантирует выплату 7,7 млрд. тенге в пользу Компании через пять лет. См. Приложение 16 к Финансовой отчетности за 2017 год и раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания подвергается влиянию банковского сектора Казахстана*».

В 2017 году Специализированным межрайонным экономическим судом г. Астана были одобрены соглашения об урегулировании гражданско-правовых споров между Компанией, КМГ-ПМ и Delta Bank в отношении взыскания сумм банковских депозитов Компании и КМГ-ПМ и штрафных процентов, в соответствии с которыми Delta Bank обязался выплатить причитающиеся суммы в течение шести месяцев. При этом, не может быть никакой уверенности в том, что Delta Bank осуществит такие платежи и, соответственно, Компания в своей Финансовой отчетности за 2017 год заложила полные провизии в отношении возможного обесценения активов в размере 36,2 млн. долларов США в отношении таких депозитов. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания подвергается влиянию банковского сектора Казахстана*».

*Существенные безналичные сделки*

В течение лет, закончившихся 31 декабря 2016 и 2015 года, Компания заключала существенные безналичные и иные сделки, не отраженные в консолидированных отчетах Компании о движении денежных средств.

Компания изменила метод представления консолидированного отчета о движении денежных средств, включенного в Финансовую отчетность за 2017 год, с косвенного метода (который использовался для представления консолидированного отчета о движении денежных средств, включенного в Финансовую отчетность за 2016 год) на прямой за период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2017 года, поскольку Компания считает, что прямой метод позволяет представить информацию, которая является более уместной для пользователей финансовой отчетности. В результате таких изменений метода представления консолидированного отчета о движении денежных средств Компании Компания не зарегистрировала никаких безналичных сделок за год, закончившийся 31 декабря 2017 года.

В году, закончившемся 31 декабря 2016 года, Компания зарегистрировала (i) капитализацию расходов на займы в размере 28,5 млрд. тенге; (ii) кредиторскую задолженность по необоротным активам в размере 14,9 млрд. тенге; (iii) предоплату по необоротным активам в размере 14,5 млрд. тенге; (iv) приобретение необоротных активов в размере 131,7 млрд. тенге; и; (v) хеджирование прибыли (убытка) по переводу заимствованных средств, деноминированных в долларах США в размере 37,9 млрд. тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компания отразила в отчетности: (i) прирост торговой кредиторской задолженности за приобретение основных производственных средств и оборудования в размере 30,5 млрд. тенге; (ii) дополнительные взносы в капитал в размере 13,4 млрд. тенге, представляющие справедливую стоимость косвенной доли «Самрук-Қазына» в КСКП, которой Компания (через свое дочернее предприятие Соöperatieve KazMunaiGaz U.A.) владеет от имени «Самрук-Қазына» на доверительной основе; и (iii) предоплату за необоротные активы в размере 33,9 млрд. тенге.

**Общие капитальные затраты**

Информация по общим капитальным затратам Компании по сегментам за указанные периоды, включая приобретения путем слияния компаний, приведена в таблице ниже.

	За год, закончившийся 31 декабря			% разница между годами, закончившимися 31 декабря	
	2017 года	2016 года	2015 года	2016 и 2017 гг.	2015 и 2016 гг.
	<i>(млрд. тенге)</i>				
Разведка и добыча нефти и газа .....	135,2	147,3	251,8	(8,2)	(41,5)
Транспортировка нефти .....	74,9	42,6	80,1	75,8	(46,8)
Продажа и транспортировка газа .....	140,5	88,9	96,7	58,0	(8,1)
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	260,0	233,3	167,3	11,4	39,5
Прочее исключение .....	26,6	42,1	30,6	(36,8)	37,6
<b>Итого капитальных затрат .....</b>	<b>637,2</b>	<b>554,1</b>	<b>626,4</b>	15,0	(11,5)

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).

Наиболее значительные капитальные затраты Компании за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, включали: программу модернизации, поддержание уровней производства и увеличение объемов добычи РД КМГ (95,1 млрд. тенге), модернизацию нефтеперерабатывающих заводов, принадлежащих Компании, в том числе строительство установки по производству ароматических углеводородов и комплекса по углубленной переработке нефти на Атырауском НПЗ (431,7 млрд.

тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (104,9 млрд. тенге); и реконструкцию трубопроводной системы КТО (38,2 млрд. тенге).

Наиболее значительные капитальные затраты Компании за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, включали: разведку и добычу в рамках Северо-Каспийского проекта (159,4 млрд. тенге); поддержание уровней производства и увеличение объемов добычи РД КМГ (101,2 млрд. тенге), модернизацию нефтеперерабатывающих заводов, принадлежащих Компании, в том числе строительство установки по производству ароматических углеводородов и комплекса по углубленной переработке нефти на Атырауском НПЗ (135,4 млрд. тенге); реконструкцию системы трубопроводов КТГ (83,5 млрд. тенге); и реконструкцию трубопроводной системы КТО (78,3 млрд. тенге).

На разведку и добычу в нефтегазовом сегменте пришлось 21,2%, 26,6% и 40,2% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. Капитальные затраты на разведку и добычу за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, в основном представляли собой затраты на проекты по разведке на шельфе и работы по разведке и разработке месторождений в рамках Северо-Каспийского проекта. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, самым крупным проектом в сегменте разведки и добычи с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были работы по разведке и разработке перспективных месторождений в пределах контрактной территории Северо-Каспийского проекта. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – КСКП»*.

На сегмент транспортировки нефти пришлось 11,8%, 7,7% и 12,8% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с реконструкцией трубопроводной системы КТО.

На сегмент продажи и транспортировки газа пришлось 22,0%, 16,0% и 15,4% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, самые крупные проекты в сегменте продажи и транспортировки газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с реконструкцией систем трубопроводов КТГ.

На сегмент переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 40,8%, 42,1% и 26,7% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, самые крупные проекты в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были связаны с модернизацией нефтеперерабатывающих заводов, принадлежащих Компании, в том числе строительство установки по производству ароматических углеводородов и комплекса по углубленной переработке нефти на Атырауском НПЗ.

Затраты сегмента «Прочее» составили 4,2%, 7,6% и 4,9% от всех капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, крупнейшими проектами в сегменте переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов были проекты по модернизации нефтеперерабатывающих заводов, принадлежащих Компании.

В 2017 году совместные предприятия Компании, понесшие наиболее значительные капитальные затраты, включали ТШО (358,6 млрд. тенге), АГП (51,5 млрд. тенге) и ГБШ (18,4 млрд. тенге). В 2016 году совместные предприятия Компании, понесшие наиболее значительные капитальные затраты, включали ТШО (612,0 млрд. тенге), АГП (74,9 млрд. тенге), ГБШ (93,6 млрд. тенге) и Шымкентский НПЗ (57,7 млрд. тенге). В 2015 году совместные предприятия Компании, понесшие наиболее значительные капитальные затраты, включали ТШО (399,6 млрд. тенге), АГП (131,9 млрд. тенге), ГБШ (36,8 млрд. тенге) и Шымкентский НПЗ (18,4 млрд. тенге).

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблице ниже приведены запланированные затраты Компании на указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2018(Е)	2019(Е)	2020(Е)	2021(Е)	2022(Е)
	(млрд. тенге)				
Разведка и добыча нефти и газа.....	239,1	221,6	266,8	269,9	269,9
Транспортировка нефти.....	47,6	28,5	33,3	33,3	33,3
Продажа и транспортировка газа.....	51,4	130,6	39,6	25,6	25,6
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов ..	19,0	13,2	9,1	25,8	25,8
Другое .....	15,6	8,9	6,0	5,2	5,2
<b>Итого капитальных затрат.....</b>	<b>372,7</b>	<b>402,8</b>	<b>354,8</b>	<b>359,8</b>	<b>359,8</b>

После завершения ряда капиталоемких проектов в 2016 и 2017 годах Компания ожидает снижения объемов своих капитальных затрат в 2018-2019 годах. Помимо планируемого строительства трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2018 и 2019 годах для облегчения транспортировки газа в Китай, в 2018-2019 годах 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.

Планируемые капитальные расходы на год, заканчивающийся 31 декабря 2018 года, составляют 372,7 млрд. тенге, из которых на 28 февраля 2018 года было освоено 43,3 млрд. тенге. Наиболее значительные статьи капитальных затрат Компании, предусмотренных в бюджете на 2019 год, включают: затраты РД КМГ, направленные на поддержание уровней добычи (142,1 млрд. тенге); модернизацию трубопроводной системы КТО (47,6 млрд. тенге); модернизацию трубопроводных систем КТГ (51,4 млрд. тенге); и геологоразведочные проекты (37,6 млрд. тенге).

Компания в настоящее время планирует выделить более 1849,9 млрд. тенге в течение следующих пяти лет на следующие проекты:

- строительство трех новых компрессорных станций на Газопроводе Бейнеу-Бозой-Шымкент в период между 2018-2019 годами (109,2 млрд. тенге с учетом НДС);
- поддержание уровней производства и увеличение объемов добычи РД КМГ (528,4 млрд. тенге); и
- различные проекты поисково-разведочных работ Компании (284,6 млрд. тенге).

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 деятельностью Компании – Для осуществления своей деятельности Компания в прошлом нуждалась в значительных капитальных затратах, и Компания может оказаться не в состоянии финансировать свои будущие капитальные затраты» и «Прогнозные заявления».

### Обязательства

См. Примечание 35 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2016 год.

#### Обязательства в совместных предприятиях

Некоторые из совместных предприятий Компании (ТШО, КРО, КСКП и Казахойл Актобе), и совместных предприятий РД КМГ (Казгермунай) имеют обязательства по лицензионным договорам с Казахстаном. По данным договорам иностранные партнеры должны сделать определенные капиталовложения в согласованные сроки.

Являясь участником ТШО, а также косвенным участником КРО, ТОО «Жамбай», Caspi Meruerty Operating Company B.V. и ТОО «Курмангазы Петролеум» через ТОО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» («КазМунайТениз»), соответственно, Компания время от времени получает требования о внесении денежных вкладов. Компания обязана участвовать в капиталовложениях в сроки и в размерах, предусмотренных КСКП (который является совместным предприятием Компании) для финансирования его деятельности.

**Обязательства по контрактам на добычу нефти**

На 31 декабря 2017 года Компания имела следующие обязательства по минимальным рабочим программам в соответствии с условиями лицензий, СРП и соглашениями о пользовании недрами, заключенных с правительством:

Год	Капитальные затраты	Операционные затраты
	<i>(млрд. тенге)</i>	
2018 .....	153,0	11,0
2019 .....	17,6	5,5
2020 .....	7,4	5,8
2021 .....	3,0	4,1
2022-2048.....	9,8	15,4
<b>Всего</b> .....	<b>190,7</b>	<b>41,8</b>

См. Примечание 35 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2016 год в отношении дополнительных обязательств, принятых Компанией.

**Обязательства по поставкам нефти**

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания имела обязательства по договорам поставки нефти в общем объеме 28,7 млн. тонн (28,1 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2016 года), включая совместные предприятия.

**Прочие договорные обязательства**

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания (включая совместные предприятия) имела прочие капитальные обязательства приблизительно на сумму 684,9 млрд. тенге (1100,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года), связанные с приобретением и строительством основных производственных средств и оборудования.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания имела обязательства на общую сумму в размере 125,3 млрд. тенге (151,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года) по инвестиционным программам, утвержденным совместным приказом Министерства энергетики и Комитета по естественным монополиям и направленным на капитальное строительство/реконструкцию/капитальный ремонт/диагностику производственных объектов.

**Обязательства по лицензиям и контрактам на добычу углеводородов**

*Обязательства КТГ по Контракту на добычу углеводородов*

В декабре 2000 года КТГ заключил контракт («**Контракт на добычу углеводородов**») с Агентством Казахстана по инвестициям на проведение разведки и добычи углеводородов на месторождениях и блоках Северный Учарал и Учарал-Кемпиртобе, включая газовые месторождения Амангельды, Анабай, Айрақты и Кумырлы в Жамбылской области в Южном Казахстане. Срок действия Контракта на добычу углеводородов составляет 31 год. В ноябре 2003 года КТГ приступил к добыче и продаже газа с месторождения Амангельды.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов КТГ обязан производить определенные выплаты ежегодно либо по достижении определенных этапов в периоды разведки, разработки и добычи.

Эти платежи включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги. Бонус коммерческого обнаружения определен в размере 0,05% от обнаруженных промышленных запасов углеводородов.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов КТГ в период с 2000 по 2005 годы должен был инвестировать 94,3 млн. долларов США в разведку углеводородов. В соответствии с письмом Министерства энергетики и минеральных ресурсов, предшественника Министерства энергетики («МЭМР») от 13 декабря 2006 года, период разведки был продлен до декабря 2015 года и минимальная рабочая программа до указанной даты была увеличена на 44,3 млн. долларов США. На 31 декабря 2016 года у Компании не было никаких обязательств по минимальным рабочим программам.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В соответствии с минимальной рабочей программой по контракту на недропользование в период 2014-2015 годов ТОО «Амангельды Газ» должно было инвестировать сумму в размере 8,4 млрд. тенге для дальнейшей разведки углеводородов. В соответствии с письмом Министерства нефти и газа №08-03/26289 от 12 ноября 2015 года период разведки был продлен до 12 декабря 2018 года.

Рабочая программа на 2014-2017 годы по разработке месторождения Жаркум на сумму 2,8 млрд. тенге была одобрена в соответствии с Дополнением №8 от 22 октября 2014 года к Контракту на недропользование. Приложение №13 находится в стадии разработки и будет направлено в Министерство энергетики для рассмотрения и утверждения.

В соответствии с условиями контракта на недропользование долгосрочные обязательства перед Правительством определены для ТОО «Амангельды Газ» в размере 22,0 млн. долларов США и напрямую связаны с приобретением геологических и геофизических данных, а также с расходами на буровые работы, понесенные государством.

В отношении месторождения Амангельды Газ, добыча на котором началась в 2003 году, сумма в размере 11,4 млн. долларов США должна была выплачиваться ежеквартально в течение 10 лет после даты начала добычи. Компания признала обязательства по месторождению Амангельды Газ в отношении оплаты исторических затрат до 2018 года. Балансовая стоимость обязательств определяется путем дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по номинальной ставке до налогообложения в размере 7,0%. В отношении месторождения Жаркум, где добыча была начата в конце 2014 года, обязательства по возмещению исторических затрат в размере 83 740 долларов США были признаны полностью на 31 декабря 2015 года и были оплачены одним траншем в январе 2016 года.

График погашения оставшихся исторических затрат в сумме 10,5 млн. долларов США будет обсужден с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения газа на месторождениях Северный Учарал, Учарал-Кемпиртобе, Анабай, Айракты и Кумырлы, а также на блоках XXXIV-49, 50, 51 и XXXV-50.

30 мая 2016 года в соответствии с Дополнением №2, подписанным Компанией и Министерством энергетики, КТГ получила право недропользования в отношении полезных ископаемых на участке Карсу, расположенном в Мангистауской области, по контракту на проведение разведки запасов углеводородов №39949-УВС от 1 октября 2013 года. До 30 мая 2016 года право недропользования принадлежало Компании. По условиям контракта период разведки составляет шесть лет с 1 октября 2013 года по 1 октября 2019 года.

На 31 декабря 2017 года КТГ не выполнил рабочую программу по контракту в полном объеме. Руководство полагает, что неоплаченную сумму можно перенести на последующие годы и что это не приведет к расторжению контракта на недропользование.

*Контрактные обязательства КТО по приобретению основных производственных средств и оборудования, ТМЗ и услуг*

На 31 декабря 2017 года КТО имел контрактные обязательства по приобретению основных производственных средств и оборудования и строительных услуг на сумму 26,5 млрд. тенге.

На 31 декабря 2017 года КТО имел контрактные обязательства своих совместных предприятий по приобретению основных производственных средств и оборудования и строительных услуг на сумму 0,1 млрд. тенге.

*Контрактные обязательства KMG Kashagan B.V.*

По состоянию на 31 декабря 2017 года KMG Kashagan B.V. имел обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство или расширение своей неделимой доли участия в работах по ГРП и доразведке, а также на расширение нефтегазовых активов на сумму 1184,6 млн. долларов США.

*Контрактные обязательства ММГ*

Месторождения газа и нефти ММГ расположены в Мангистауской области. В соответствии с Контрактом на недропользование ММГ должен выполнять ежегодные минимальные рабочие программы по определенным проектам, которые подлежат согласованию с Межрегиональным департаментом «Запказнедра» Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Казахстана. В соответствии с этими минимальными рабочими программами на год, закончившийся 31 декабря 2017 года, обязательства ММГ в отношении капитальных и эксплуатационных расходов составляли 371,6 млрд. тенге, включая обязательства по бурению 87 скважин. На 31 декабря 2017 года ММГ понес расходы в размере 587,7 млрд. тенге в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, пробурил 197 скважины. Руководство полагает, что на 31 декабря 2017 года ММГ в значительной степени выполнил требования минимальной рабочей программы.

На 31 декабря 2017 года инвестиционные обязательства ММГ по рабочей программе составляли 56,3 млрд. тенге на период с 2018 по 2028 годы.

**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:

	По состоянию на 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	<i>(млрд. тенге, кроме процентных отношений)</i>		
Всего заимствований .....	4 163,4	3 072,5	3 228,9
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения .....	3 137,2	2 099,7	2 185,7
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения .....	6,30%	7,93%	7,82%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения .....	1 026,3	972,9	1 043,2
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения .....	5,21%	4,57%	4,40%
Займы, деноминированные в долларах США .....	3 942,7	2 846,1	3 007,5
Займы, деноминированные в тенге .....	220,7	226,4	221,3
Краткосрочные .....	764,0	366,4	296,5
Долгосрочные .....	3 399,5	2 706,1	2 932,3

По состоянию на 31 декабря 2017 года общая сумма заимствований Компании увеличилась на 35,5% до 4163,4 млрд. тенге с 3072,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года. Это увеличение связано главным образом с выпуском трех серий Облигаций в рамках Программы на общую сумму основного долга в размере 2,75 млрд. долларов США в апреле 2017 года и еврооблигаций, выпущенных КТГ на общую сумму основного долга в размере 750 млн. долларов США в сентябре 2017 года. См. раздел «Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий». Долгосрочные заимствования Компании (за исключением текущей части долгосрочной задолженности) увеличились до 3399,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2017 года с 2706,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года в основном по приведенным выше основаниям.

По состоянию на 31 декабря 2016 года общая сумма заимствований Компании сократилась на 4,8% до 3072,5 млрд. тенге с 3228,9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года. Такое сокращение было в значительной степени обусловлено возвратом основного долга в размере 400 млн. долларов США в отношении синдицированного займа, частичным погашением местных облигаций, на которые был подписан АО «Банк Развития Казахстана» на общую сумму 106 млн. долларов США, и погашением по графику задолженности КМГ-ПМ (который позже объединился с Компанией). Размер долгосрочных заимствований Компании (за исключением текущей части долгосрочной задолженности) сократился до 2706,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года с 2932,3 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года в основном по тем же основаниям. См. раздел «Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

### ***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 Компании.

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. При осуществлении проектов по финансированию Компанией или ее дочерними предприятиями Компания обычно организует финансирование на уровне Компании, а затем выделяет ликвидные средства для финансирования проектов по мере необходимости через различные организации в составе группы Компании. Помимо этого Компания поощряет свои совместные предприятия и ассоциированные компании к прямому участию в финансировании.

### ***Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий***

Ниже приводится описание основных непогашенных и ликвидных долговых обязательств Компании и ее дочерних предприятий:

- В декабре 2017 года ММГ заключил кредитный договор на сумму 300 млн. долларов США с Дубайским филиалом (ДМФЦ) банка Industrial and Commercial Bank of China Limited и АО «Торгово-промышленный Банк Китая в городе Алматы», средства от которого будут использоваться в общих корпоративных целях. На займы, которые будут выданы в рамках данного кредита, будет начисляться вознаграждение в размере трехмесячной ставки LIBOR + 2,19% годовых со сроком погашения в 36 месяцев после получения первого транша в рамках кредита.
- В сентябре 2017 года КТГ выпустил еврооблигации на общую сумму 750 млн. долларов США с процентной ставкой 4,375% годовых и сроком погашения в сентябре 2027 года. Обязательства КТГ по еврооблигациям гарантируются ИЦА. Проценты по еврооблигациям выплачиваются раз в полгода. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма облигаций составляла 750 млн. долларов США.
- В мае 2016 года ИЦА заключила кредитный договор на сумму 140,0 млн. долларов США с ЕБРР для целей рефинансирования. На займы, которые будут выданы в рамках данного кредита, будет начисляться вознаграждение в размере трехмесячной ставки CPI + 3,15% годовых со сроком погашения в 2023 году. В мае 2017 года по данному кредиту было выдано дополнительно 80,0 млн. долларов США. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 196,7 млн. долларов США.
- В мае 2016 года КТГ Аймак заключил кредитный договор на сумму 20 млрд. тенге с ЕБРР для целей финансирования расширения и модернизации распределительных сетей и финансирования капитальных затрат на техническое обслуживание. На займы, которые будут выданы в рамках данного кредита, будет начисляться вознаграждение в размере 10,15% со сроком погашения в 2026 году. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 15,7 млрд. тенге.
- В декабре 2015 года КТГ Аймак выпустила Облигации на сумму 3,78 млрд. тенге со ставкой вознаграждения 7,50% годовых и сроком погашения в декабре 2018 года. Облигации зарегистрированы на KASE. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 3,78 млрд. тенге.

- В августе 2014 года КМГ-ПМ заключил со Сбербанком соглашение о предоставлении кредитной линии в размере 400 млн. долларов США под гарантию Компании для целей финансирования работ по реконструкции и модернизации Шымкентского НПЗ. На средства по кредиту начисляется вознаграждение в размере годовой ставки LIBOR + 3,5% годовых; срок погашения – август 2024 года. В октябре 2017 года обязательства по данному соглашению были переданы Компании ввиду предстоящего слияния КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредитному соглашению составляла 400 млн. долларов США.
- В августе 2014 года KMG International заключил с Raiffeisen Bank International AG, Raiffeisen Bank S.A., Banca Commerciale Romana S.A., Бухарестским филиалом ING Bank N.V. Amsterdam и Unicredit Tiriac Bank S.A. соглашение о предоставлении синдицированного займа на сумму 200 млн. долларов США под гарантию Компании. Кредит предусматривает процентный доход в размере трехмесячной ставки LIBOR плюс 2,5% годовых; срок погашения – август 2019 года («Кредит Raiffeisen»). Средства по кредиту были использованы для погашения синдицированного займа в размере 250 млн. долларов США, предоставленного Rompetrol в феврале 2012 года. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредитному соглашению составляла 107,7 млн. долларов США.
- В марте 2014 года КТГ Аймак заключил с АО «Банк Развития Казахстана» кредитный договор на сумму 21,5 млрд. тенге для целей финансирования Проекта газификации Южно-Казахстанской области. Кредитный договор предусматривает начисление вознаграждения по фиксированной ставке 8,2% годовых; срок погашения – апрель 2027 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по кредиту составляла 14,2 млрд. тенге.
- В декабре 2013 года КТГ, КТГ Аймак и ИЦА заключили с Citibank N.A. Nassau/АО «Ситибанк Казахстан» соглашение о предоставлении возобновляемой кредитной линии в размере 100 млн. долларов США, средства по которой были использованы в общих корпоративных целях. Сумма основного долга, доступного по кредиту, была в последующем увеличена до 200 млн. долларов США в декабре 2014 года, а кредитор заменен с Citibank N.A. Nassau на Citibank N.A. Jersey в мае 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 0 млн. долларов США.
- В июле 2013 года КТГ Аймак заключил с АО «Банк Развития Казахстана» соглашение о предоставлении кредитной линии в размере 16,4 млрд. тенге на финансирование Проекта газификации г. Тараза. Соглашение предусматривает начисление вознаграждения на выданные суммы займа по фиксированной ставке 8,1%; срок погашения – сентябрь 2028 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 7,4 млрд. тенге.
- В декабре 2014 года ПНХЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на общую сумму 51,5 млрд. тенге в связи с финансированием проекта модернизации на ПНХЗ. Суммы по данному договору займа предоставляются под вознаграждение по ставке 7% годовых со сроком погашения в декабре 2024 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному договору займа составляет 51,5 млрд. тенге.
- В апреле 2015 года KMG Trading AG заключил кредитный договор на сумму 240 млн. долларов США и вместе с KMG International и другими компаниями группы KMG International – ипотечный договор с Banca Commerciale Romana S.A., Unicredit Tiriac Bank S.A., Raiffeisen Bank S.A., Бухарестским филиалом ING Bank N.V. и Bancpost S.A. Суммы по данному кредитному договору предоставляются под вознаграждение по ставке LIBOR + 2,75% годовых со сроком погашения в апреле 2017 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 215,8 млн. долларов США.

К настоящему времени в рамках Программы было выпущено двенадцать серий Облигаций:

- В апреле 2017 года Компания выпустила Облигации 12-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 5,75% на сумму 1 250 000 000 долларов США и сроком погашения в 2047

году («**Облигации 2047**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2047 составляла 1250,0 млн. долларов США.

- В апреле 2017 года Компания выпустила Облигации 11-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 4,75% на сумму 1 000 000 000 долларов США и сроком погашения в 2027 году («**Облигации 2027**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2027 составляла 1000,0 млн. долларов США.
- В апреле 2017 года Компания выпустила Облигации 10-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 3,875% на сумму 500 000 000 долларов США и сроком погашения в 2022 году («**Облигации 2022**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2022 составляла 500,0 млн. долларов США.
- В ноябре 2014 года Компания выпустила Облигации 9-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 6,0% на сумму 1 млрд. долларов США и сроком погашения в 2044 году («**Облигации 2044**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2044 составляла 30,1 млн. долларов США.
- В ноябре 2014 года Компания выпустила Облигации 8-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 4,875% на сумму 500 млн. долларов США и сроком погашения в 2025 году («**Облигации 2025**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2025 составляла 123,2 млн. долларов США.
- В апреле 2013 года Компания выпустила Облигации 7-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 5,75% на сумму 2 млрд. долларов США и сроком погашения в 2043 году («**Облигации 2043**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2043 составляла 512,2 млн. долларов США.
- В апреле 2013 года Компания выпустила Облигации 6-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 4,4% на сумму 1 млрд. долларов США и сроком погашения в 2023 году («**Облигации 2023**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2023 составила 406,6 млн. долларов США.
- В ноябре 2010 года Компания выпустила Облигации 5-серии в рамках Программы со ставкой вознаграждения 6,375% на сумму 1,25 млрд. долларов США и сроком погашения в 2021 году («**Облигации 2021**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2021 составила 1130,3 млн. долларов США.
- В мае 2010 года KMG Finance выпустила Облигации 4-серии в рамках Программы под гарантию Компании со ставкой вознаграждения 7% на сумму 1,5 млрд. долларов США и сроком погашения в 2020 году («**Облигации 2020**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году (описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2020 составляла 1371,4 млн. долларов США.
- В июле 2009 года KMG Finance выпустила Облигации 3-серии в рамках Программы под гарантию Компании со ставкой вознаграждения 11,75% на сумму 1,5 млрд. долларов США и сроком погашения в 2015 году («**Облигации 2015**»). Выпуск был осуществлен двумя траншами, которые были консолидированы в единую серию, которая была полностью погашена в соответствии с их условиями.
- В июле 2008 года KMG Finance выпустила две серии Облигаций по Программе под гарантию Компании: Облигации 1-серии со ставкой вознаграждения 8,375% на сумму 1,4 млрд. долларов США и сроком погашения в 2013 году, которые были полностью погашены в соответствии с их условиями, и Облигации 2-серии со ставкой вознаграждения 9,125% на сумму 1,6 млрд. долларов США и сроком погашения в 2018 году («**Облигации 2018**»). По состоянию на 31 декабря 2017 года и после предложения покупки за наличные в 2015 году

(описано ниже) непогашенная сумма основного долга по Облигациям 2018 составляла 1600,0 млн. долларов США.

- В июне 2015 года Компания вместе с KMG Finance провела процедуру получения согласий от держателей Облигаций 2018, Облигаций 2020, Облигаций 2021, Облигаций 2023, Облигаций 2025, Облигаций 2043 и Облигаций 2044 (все вместе – **«Облигации, являющиеся предметом получения согласия/Тендерного предложения»**) на совершение Coöperatieve KazMunaiGaz U.A. предполагаемой продажи 50% акций KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» (**«Получение согласия в отношении KMG Kashagan B.V.»**). В рамках Получения согласия в отношении KMG Kashagan B.V. Компания также просила согласия на изменение порядка расчета некоторых коэффициентов в условиях выпуска Облигаций, являющихся предметом получения согласия/Тендерного предложения. В рамках Получения согласия в отношении KMG Kashagan B.V. было получено необходимое количество согласий держателей Облигаций.
- 5 ноября 2015 года Компания объявила о предложении покупки за наличные держателям непогашенных Облигаций, являющихся предметом получения согласия/Тендерного предложения, за общее денежное вознаграждение до 3,4 млрд. долларов США. 7 декабря 2015 года Компания приняла к покупке общую сумму основного долга Облигаций, являющихся предметом получения согласия/Тендерного предложения, в размере 3,7 млрд. долларов США, которые состояли из Облигаций 2043 на сумму 1 487 751 000 долларов США, Облигаций 2044 на сумму 969 888 000 долларов США, Облигаций 2023 на сумму 593 436 000 долларов США, Облигаций 2025 на сумму 376 823 000 долларов США, Облигаций 2020 на сумму 128 563 000 долларов США и Облигаций 2021 на сумму 119 726 000 долларов США.
- 9 марта 2017 года Компания вместе с KMG Finance приступила к реализации процедуры получения согласий от держателей Облигаций, являющихся предметом получения согласия/Тендерного предложения, на Продажу KMG International, а также на изменение условий события дефолта в условиях выпуска Облигаций, являющихся предметом получения согласия/Тендерного предложения. В рамках данной процедуры получения согласий было получено необходимое количество согласий держателей Облигаций.
- В октябре 2017 года Компания приступила к реализации процедуры получения согласий от держателей Облигаций 2020, Облигаций 2021, Облигаций 2023, Облигаций 2025, Облигаций 2043 и Облигаций 2044 (**«Облигации, являющиеся предметом получения согласия в октябре 2017 года»**), в отношении определенных согласий и изменений, необходимых для приведения условий выпуска Облигаций, являющихся предметом получения согласия в октябре 2017 года, в соответствии с условиями выпуска Облигаций 2047, Облигаций 2027 и Облигаций 2022, которые были выпущены в апреле 2017 года. В рамках Получения согласия в октябре 2017 года необходимое количество согласий держателей Облигаций было получено лишь в отношении Облигаций 2023 и Облигаций 2044, и соответственно, изменения были внесены только в условия выпуска этих Облигаций.
- В апреле 2018 года Компания приступила к реализации тендерного предложения и процедуры получения согласий в отношении выкупа Облигаций 2020, Облигаций 2021, Облигаций 2025 и Облигаций 2043 путем проведения тендера и включения положения об обязательном выкупе в условия выпуска таких Облигаций. В случае успешного завершения процедуры расчетной датой по Сделке по управлению привлеченными средствами будет 4 мая 2018 года.

Атырауский НПЗ заключил несколько кредитных соглашений для финансирования своей программы модернизации и затрат на соответствующие товары и услуги, а также на свою общую деятельность, как указано далее:

*Общие корпоративные цели:*

- В июле 2015 года Атырауский НПЗ заключил с АО «Народный Банк Казахстана» соглашение о предоставлении возобновляемой кредитной линии в размере 70 млн. долларов США для целей использования в общих корпоративных целях. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредиту составляла 70 млн. долларов США.

*Строительство комплекса углубленной переработки нефти:*

- В августе 2012 года Атырауский НПЗ заключил с АО «Банк Развития Казахстана» кредитный договор на основную сумму в размере 252 млн. долларов США. Вознаграждение начисляется по фиксированной ставке 5,0% годовых, срок погашения – 17 декабря 2025 года. Гарантом по займу выступает Компания. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составляла 214,2 млн. тенге. См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт – КМГ-ПМ – Атырауский НПЗ».
- В августе 2012 года Атырауский НПЗ заключил с Японским банком для международного сотрудничества и Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd кредитное соглашение на сумму 297,5 млн. долларов США. По данному соглашению было предоставлено два транша: (i) первый транш представляет собой заем, предоставленный Японским банком для международного сотрудничества со ставкой вознаграждения 4,64% годовых; (ii) второй транш представляет собой заем, предоставленный Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ под обеспечение Nippon Export and Investment Insurance Agency со ставкой вознаграждения, равной шестимесячной ставке LIBOR плюс 1,1% годовых. Кредит подлежит погашению 15 декабря 2025 года и гарантирован Компанией. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредитному соглашению составляла 193,2 млн. долларов США.
- В июне 2012 года Атырауский НПЗ заключил кредитное соглашение на 1,1 млрд. долларов США с Экспортно-импортным банком Китая. Данный заем обеспечен Китайской корпорацией страхования экспортного кредитования (SINOSURE), предусматривает начисление вознаграждения по ставке, равной шестимесячной ставке LIBOR плюс 4,1% годовых, и подлежит погашению 6 ноября 2025 года. Заем предоставлен под гарантию Компании. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному кредитному соглашению составляла 1,1 млн. долларов США.

*Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов:*

- В августе 2010 года Атырауский НПЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга 884 млн. долларов США. Ставка вознаграждения по займу равна шестимесячной ставке LIBOR + 4,5% годовых, срок погашения – 2023 год. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составляла 577,2 млн. долларов США.
- В августе 2010 года Атырауский НПЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга 26,4 млрд. тенге. Вознаграждение начисляется по фиксированной ставке в размере 9,0% годовых, срок погашения – 2023 год. На 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составляла 54,4 млрд. долларов США.
- В мае 2015 года Атырауский НПЗ заключил договор займа с АО «Банк Развития Казахстана» на сумму основного долга в размере 40,4 млн. долларов США. Вознаграждение начисляется по ставке 7,72% и выплата основного долга должна производиться несколькими платежами в период с 2016 по 2023 годы. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная сумма основного долга по данному займу составляла 30,8 миллионов долларов США.

*Долговые ценные бумаги*

- В октябре 2010 года Компания была заменена в качестве основного должника в отношении Облигаций 1-серии, Облигаций 2-серии, Облигаций 3-серии и Облигаций 4-серии, выпущенных в рамках Программы. В результате замены KMG Finance была освобождена от своих обязательств в отношении Облигаций и поручительство Компании было аннулировано, хотя никакие другие условия выпуска Облигаций не были затронуты.
- В октябре 2009 года с целью финансирования части своей доли дополнительных средств по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), подлежащей оплате в 2009 году, Компания разместила долговые обязательства на KASE, подписку на которые в полном объеме осуществил АО «Банк Развития Казахстана» на общую основную сумму в размере 120 млрд. тенге. Вознаграждение по долговым обязательствам начисляется по шестимесячной ставке LIBOR плюс 8,5% годовых с выплатой раз в полгода по истечении трехлетнего льготного периода, индексируется с привязкой к обменному курсу тенге к доллару США.

Срок погашения долговых обязательств – 2019 год. В период с 2012 по 2017 годы Компания выкупила часть облигаций. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма долговых обязательств составляла 70,5 млрд. тенге.

***Основные долговые обязательства неконсолидированных совместных предприятий***

Кроме этого, несмотря на то, что они не консолидированы с заемными средствами Компании, некоторые совместные предприятия и ассоциированные компании Компании и ее дочерние предприятия имеют значительные долговые обязательства, описанные ниже:

В сентябре 2010 года ТОО «СП «CASPI BITUM» – совместное предприятие РД КМГ и СІТІС – заключило с Банком Китая договор займа на сумму 232 млн. долларов США для целей финансирования строительства нового завода по производству дорожного битума на базе завода пластмасс в г. Актау. 17 июня 2016 года ТОО «СП «CASPI BITUM» были заключены два дополнительных соглашения с Банком Китая на совокупную основную сумму в размере 208 млн. долларов США для целей рефинансирования займа, полученного в 2010 году. На дату настоящего Базового проспекта указанные средства были выбраны и заем 2010 года был полностью погашен.

АГП, ККТ и ГБШ заключили следующие кредитные соглашения в связи со строительством Азиатского Газопровода, ККТ и Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент:

- В августе 2013 года АГП заключил с банком Industrial and Commercial Bank of China Limited и АО «Торгово-промышленный Банк Китая в городе Алматы» кредитное соглашение на сумму 300,0 млн. долларов США для рефинансирования своих облигаций, выпущенных в 2005 году. Вознаграждение по займам, предоставленным в рамках данного соглашения, начисляется по шестимесячной ставке LIBOR плюс 3,75% годовых. На 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма по данному кредиту составляла 180 млн. долларов США (59,8 млрд. тенге).
- В декабре 2012 года АГП заключил кредитное соглашение на сумму 4,7 млрд. долларов США с Банком развития Китая с целью финансирования строительства третьей линии Азиатского Газопровода. Ставка вознаграждения по кредиту равна трехмесячной ставке LIBOR плюс 2,35% годовых в течение гарантийного периода, а после его окончания – трехмесячной ставке LIBOR плюс 3,45% годовых; срок погашения – 27 декабря 2027 года. По состоянию на 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма по кредиту составляла 2,9 млрд. долларов США (971,5 млрд. тенге).
- В декабре 2012 года ГБШ заключил договор синдицированного займа на сумму 1,8 млрд. долларов США с Банком развития Китая, среди прочих, для финансирования разработки, строительства и эксплуатации участка Бозой-Шымкент Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. В феврале 2016 года к данному договору были подписаны определенные дополнительные соглашения. Ставка вознаграждения по кредиту равна трехмесячной ставке LIBOR плюс 2,7% годовых в течение гарантийного периода, а после его окончания – трехмесячной ставке LIBOR плюс 3,2% годовых. Срок погашения – 11 марта 2028 года. Кредит обеспечен корпоративными гарантиями Компании и CNPC. На 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма по данному кредиту составляла 1,0 млрд. долларов США (341 млрд. тенге).
- В октябре 2008 года АГП заключил договор синдицированного займа на сумму 7,5 млрд. долларов США с Банком развития Китая с целью финансирования строительства Азиатского Газопровода. Ставка вознаграждения по кредиту равна трехмесячной ставке LIBOR плюс 2,15% годовых в течение гарантийного периода, а после его окончания – трехмесячной ставке LIBOR плюс 2,9% годовых; срок погашения – 22 октября 2023 года. На 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма долга по данному кредиту составляла 4,0 млрд. долларов США (1339 млрд. тенге).
- 12 августа 2008 года ККТ заключил кредитное соглашение на сумму 1,18 млрд. долларов США с банками Industrial and Commercial Bank of China Limited и ING Bank B.V. сроком на десять лет с возможностью продления на дополнительный срок до пяти лет. Данное кредитное соглашение было заключено с целью финансирования строительства нефтепровода Кенкияк-Кумколь. ККТ имеет право выбрать кредит четырьмя траншами, три из которых были получены в течение 2008 года на совокупную основную сумму 1,0 млрд. долларов США. Период использования данного кредита истек в конце 2011 года. На средства, полученные по этому кредиту, начисляются проценты по ставке, равной шестимесячной

ставке LIBOR плюс 2% годовых до февраля 2013 года и шестимесячной ставке LIBOR плюс 4% годовых впоследствии; кредит предоставлен под гарантию CNPC. На 31 декабря 2017 года непогашенная основная сумма по этой кредитной линии составляла 403,9 млн. долларов США (включая капитализированные проценты) (134,3 млрд. тенге).

Компания не имеет Обеспечительных интересов (как определено в Условиях), действительных в отношении Соответствующей задолженности (как определено в Условиях).

**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 Кредита Raiffeisen, Компанией (в качестве гаранта) должен соблюдаться ряд финансовых обязательств, включающих в себя поддержание: (i) отношения консолидированной чистой задолженности к EBITDA на уровне не более 4,0:1; (ii) отношения консолидированной финансовой задолженности «суущественных дочерних предприятий» (как определено в Кредите Raiffeisen) к EBITDA таких существенных дочерних предприятий на уровне не более 2,5:1; и (iii) отношения чистого долга к чистой капитализации на уровне не более 0,55:1. На дату настоящего Базового проспекта Компания выполняет данные обязательства. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания обязана соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия».

Ниже в таблице представлены предполагаемые графики погашения долгосрочной задолженности Компании по состоянию на 31 декабря 2017 года, при условии, что все кредитные линии компании были полностью выбраны на эту дату:

Год, в котором наступает срок оплаты	Сумма оплаты (млрд. тенге)
2018 .....	766,1
2019 .....	196,4
2020 .....	591,7
2021 .....	579,9
2022 .....	317,3
2023 .....	300,1
2024 .....	104,0
2025 .....	115,0
2026 .....	50,1
2027 .....	614,8
2028 и после.....	717,0

По состоянию на 31 декабря 2017 года краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) выросла до 764,0 млрд. тенге с 366,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года. Рост был в первую очередь обусловлен изменением категории задолженности с долгосрочной на краткосрочную задолженность и наступлением срока погашения по части задолженности Компании. Краткосрочная задолженность Компании (включая текущую часть долгосрочного долга) увеличилась до 366,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года с 296,5 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года. Данное увеличение было главным образом обусловлено теми же причинами.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой уменьшилась до 6,30% по состоянию на 31 декабря 2017 года с 7,93% по состоянию на 31 декабря 2016 года, главным образом, за счет выпуска Облигаций в рамках Программы в апреле 2017 года с более низкими процентными ставками по сравнению с некоторыми другими займами Компании. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей ставкой выросла до 5,21% по состоянию на 31 декабря 2017 года с 4,57% по состоянию на 31 декабря 2016 года, главным образом за счет повышения ставок LIBOR.

Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с фиксированной ставкой увеличилась до 7,93% по состоянию на 31 декабря 2016 года с 7,82% по состоянию на 31 декабря 2015 года, главным образом по причине более высоких средних ставок вознаграждения, применимых к новым кредитным соглашениям, заключенным Компанией в 2016 году. Средневзвешенная процентная ставка по займам Компании с плавающей процентной ставкой увеличилась до 4,57% по состоянию на 31 декабря 2016 года с 4,4% по состоянию на 31 декабря 2015 года, главным

образом за счет погашения займов с более низкими процентными ставками в течение 2016 года, а также повышением ставок LIBOR.

### **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 33 к Финансовой отчетности за 2017 год.

### ***Запасы и добыча***

Способность Компании приобретать нефтяные и газовые запасы является одним из ключевых факторов ее успеха. Новые участки приобретаются путем совершения сделок купли-продажи или получения новых Контрактов на недропользование. Компания проводит активную политику приобретений, следуя своим инвестиционным критериям. Компания считает, что у нее имеются хорошие возможности для дальнейшего успешного развития, принимая во внимание ее постоянное присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана, учитывая, в том числе, имеющееся у нее преимущественное право в отношении стратегических запасов в Казахстане и на совместную работу с Правительством и наличие у ее достаточных финансовых возможностей для осуществления сделок.

Другим ключом к успеху является способность Компании разрабатывать свои запасы. Компания ввела и продолжает использовать западную технологию при разработке запасов. Компания имеет финансовые ресурсы для приобретения и внедрения этой технологии, но при этом участвует в конкурентной борьбе за квалифицированный и обученный персонал, необходимый для наиболее полного использования этой технологии. Компания решает эту проблему путем предложения своим работникам конкурентоспособного вознаграждения и осуществления найма сотрудников в различных странах мира.

### ***Оценка нефтегазовых запасов***

Процесс оценки нефтегазовых запасов Компании сложен и требует значительных допущений и решений при оценке инженерной, геологической, геофизической и финансовой информации. Ежегодно Компания получает оценки запасов от группы профессионального инженерного персонала Компании, подготовленные в соответствии с казахстанской методологией и независимыми оценками для некоторых ее филиалов и совместных предприятий в соответствии с PRMS. Эти оценки запасов могут существенно варьироваться от года к году под влиянием целого ряда факторов, в том числе развития экономических условий, в которых Компания осуществляет деятельность. В результате этого, несмотря на все разумные усилия, прилагаемые в процессе оценки, оценка запасов Компании может периодически существенно меняться.

### ***Природоохранное законодательство Казахстана***

Порядок применения природоохранных норм и правил в Казахстане находится в процессе становления и подвержен изменениям. Штрафы за нарушения природоохранного законодательства Казахстана могут быть очень значительными. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгого применения существующих норм и правил, судебные споры или изменения в законодательстве не могут быть надлежащим образом оценены. За исключением вопросов, обсуждаемых в Примечании 4 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечании 4 к Финансовой отчетности за 2016 год, руководство Компании полагает, что никаких вероятных или возможных природоохранных обязательств, которые могли бы оказать существенное неблагоприятное воздействие на финансовое состояние, отчеты о совокупном доходе или движении денежных средств Компании, не существует.

***Риски, связанные с ценами на сырую нефть, газ и нефтепродукты***

Операционные показатели и финансовое состояние Компании зависят существенным образом от существующих цен на сырую нефть, газ и нефтепродукты. Исторически, цены на сырую нефть колебались в широком диапазоне по многим причинам, включая следующие:

- мировое и региональное предложение и спрос, и ожидания в отношении будущего спроса и предложения на сырую нефть и нефтепродукты;
- изменения в геополитике и геополитическая неопределенность;
- погодные условия и природные катаклизмы;
- доступ к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;
- цены и доступность альтернативного топлива;
- возможности членов ОПЕК и других стран, производящих сырую нефть, по установлению и поддержанию указанных уровней добычи и цен;
- политические, экономические и военные события в Казахстане, соседних странах и других регионах, производящих нефть, в особенности на Ближнем Востоке;
- нормы, правила и меры правительства Казахстана и иностранных правительств, включая ограничения экспорта и налоги;
- рыночная неопределенность и спекулятивные действия; и
- глобальные и региональные экономические условия.

Значительный объем сырой нефти и нефтепродуктов Компании продается на спотовом рынке или по краткосрочным контрактам по ценам, чувствительным к рыночным колебаниям. Рыночные цены на экспортные продажи сырой нефти и нефтепродуктов зависят от изменчивых тенденций движения цен на рынке товарных фьючерсов. Годовой доход и чистый доход Компании значительно варьируются в отношении изменения цен на сырую нефть. Цены на сырую нефть в последние годы чрезвычайно изменчивы. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты и предварительная продажа нефти»*. Средние цены продажи могут отличаться от объявленных рыночных цен в силу неравномерного распределения объемов в течение того или иного периода, различий в качестве и в условиях поставок по сравнению с условиями объявленных справочных цен, разных условий на местных рынках и других факторов. Цены на отечественном рынке, как правило, следуют тенденциям мировых рыночных цен, но являются волатильными из-за характера казахстанского рынка, при этом, однако, цены продажи на экспортную сырую нефть значительно выше, чем внутренние цены. За исключением РД КМГ, недавно заключившего ряд деривативных контрактов в целях хеджирования рисков, связанных с изменениями цен на нефть применительно к некоторой части своих объемов добычи, Компания не использует финансовые инструменты для хеджирования рисков относительно своих объемов добычи с целью снижения потенциального воздействия ценовых рисков. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты и предварительная продажа нефти»*.

См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Доход и чистая прибыль Компании существенно изменяются в связи с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества независимых от Компании факторов»*.

***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. 20 августа 2015 года НБРК девальвировал тенге с 188,38 до 339,47 тенге за 1 доллар США. НБРК указал, что такая девальвация была проведена в свете ситуации на мировых товарных и финансовых рынках и обесценения российского рубля в течение 2013 и 2014 годов. По

состоянию на 31 декабря 2017 года официальный курс обмена, зафиксированный KASE, составил 332,33 тенге за 1 доллар США. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Дальнейшая девальвация тенге или принятие новой политики обменного курса может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Группу и государственное регулирование финансов и экономики Казахстана»*. В соответствии с действующими нормами и правилами НБРК может восстановить валютный коридор в отношении обменного курса тенге к доллару США в любой момент в будущем на любом уровне по собственному усмотрению.

Большая часть притока наличных средств Компании (приблизительно 64,0% в 2017 году), а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции (приблизительно 51,0% в 2017 году) выражается в тенге. В том, что касается доходов, все экспортные доходы Компании, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражаются в долларах США или соотносятся с деноминированными в долларах США ценами на сырую нефть и нефтепродукты.

На 31 декабря 2017 года задолженность Компании в размере 3942,7 млрд. тенге была деноминирована в долларах США (что составляет 94,7% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 4163,4 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 обменного курса»*.

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***

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 31 декабря 2017 года совокупная сумма непогашенных кредитов и займов Компании составляла 4163,4 млрд. тенге, причем по заимствованиям на сумму 3137,2 млрд. тенге проценты начисляются по фиксированным процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 6,30%) и по заимствованиям на сумму 1026,3 млрд. тенге – по плавающим процентным ставкам (при средневзвешенной процентной ставке 5,21%), 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 35 к Финансовой отчетности за 2017 год и в Примечании 16 к Финансовой отчетности за 2016 год.

За исключением ПАО «Газпром», на долю которого пришлось 28,8%, 43,9% и 57,2% платежей, получаемых ИЦА за транспортировку газа в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно, 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. Компания ожидает увеличения доли ее депозитов в казахстанских банках во исполнение указания «Самрук-Қазына» о размещении компаниями ее группы, включая Компанию, 90% своих депозитов в банках Казахстана.

### ***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 года, закончившегося 31 декабря 2016 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 составил 38,0 млрд. тенге. См. Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2016 год. В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 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 составил 67,2 млрд. тенге.

### **Внебалансовые операции**

По состоянию на 31 декабря 2017 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.

## ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

### Общие сведения

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. В соответствии с Указом Президента Казахстана от 20 февраля 2002 года №811, несколькими последующими решениями уполномоченных государственных органов и отдельными соглашениями о передаче, Компания является правопреемником ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» («**Казахойл**») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа» (последние были ликвидированы при передаче в пользу Компании всех своих активов, включая доли в совместных предприятиях). Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» (№415-П от 13 мая 2003 года) в действующей редакции («**Закон об АО**»); свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО, выданное Департаментом юстиции г. Астана 16 марта 2004 года. Бизнес-идентификационный номер (БИН) Компании: 020240000555.

Юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19; телефон: +7 (7172) 976 000.

### Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Казахстана, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации, расположенные преимущественно в Казахстане. На основании информации, предоставленной Комитетом по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 31 декабря 2017 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместных предприятий и ассоциированных компаний). В соответствии с данными, полученными от Комитета по статистике, и собственной статистикой Компании, Компания также является оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности сетей нефте- и газопроводов в Казахстане (в основном через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, Компании принадлежит существенная или контрольная доля участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International»*.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, объемы добычи Компании составили 23,4 млн. тонн (9,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти и 8,2 млрд. м<sup>3</sup> (3,2 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) газа. За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, объемы добычи Компании составили 22,6 млн. тонн (9,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти и 7,4 млрд. м<sup>3</sup> (3,1 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) газа.

Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной от Комитета по статистике, объемы добычи сырой нефти Компании (включая пропорциональную долю Компании и дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 27,1%, 29,0% и 28,5% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно, в то время как объемы добычи газа Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 15,5%, 15,9% и 16,0% от общих объемов добычи газа в Казахстане за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно.

На 31 декабря 2017 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 8037,0 км, а общая протяженность газопроводных сетей, владельцем или оператором которых является Компания, составила 14 031,0 км (в основном через КТО и КТГ, соответственно). Кроме того, на 31 декабря 2017 года Компания имела доли участия в дополнительных мощностях по транспортировке сырой нефти протяженностью 2657 км и по транспортировке газа протяженностью 2759 км в составе трубопроводных сетей совместных предприятий.

В 2017 году общий объем произведенных Компанией продуктов нефтепереработки составил 18,9 млн. тонн (16,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), в 2016 году – 18,4 млн. тонн (16,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и в 2015 году – 18,3 млн. тонн (16,1 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях).

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе казахстанской методики, которая существенно отличается от международно-признанных классификаций и методологий, установленных PRMS и стандартами SEC, особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы.

Согласно данным, полученным на основе казахстанской методики, на 31 декабря 2017 года запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 639,7 млн. тонн (219,6 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), запасы Компании по газовому конденсату категорий A+B+C1 составили 43,3 млн. тонн (34,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), а запасы Компании по газу категорий A+B+C1 составили 418,8 млрд. м<sup>3</sup> (191,9 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Такое сокращение запасов категорий A+B+C1 Компании в 2017 году главным образом объясняется проведенной в 2017 году переоценкой запасов месторождения Карачаганак в результате перерасчета коэффициента извлечения. Оценка запасов производится только на ежегодной основе, и соответственно, информации о запасах по состоянию на какую-либо дату после 31 декабря 2017 года не имеется. В 2017 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий A+B+C1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 0% против 32,0% (57% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных компаниях) в 2016 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2017 году главным образом объясняется проведенной в 2017 году переоценкой запасов месторождения Карачаганак в результате перерасчета коэффициента извлечения. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»* и *«Представление финансовой информации, информации по запасам и некоторой другой информации – Определенная информация по запасам»*.

Совокупный доход Компании увеличился на 32,4% до 2458,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, с 1857,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что само по себе представляет рост в 69,8% по сравнению с 1093,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Чистый доход Компании вырос на 44,2% до 519,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, с 360,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, что само по себе представляет сокращение на 27,2% тенге по сравнению с 494,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года.

По состоянию на 31 декабря 2017 года совокупные активы Компании составили 13 388,8 млрд. тенге по сравнению с 11 883,1 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2016 года и 10 709,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 31 декабря 2017 года:





## **Основные преимущества**

По мнению Компании, она имеет следующие основные преимущества:

### ***Сильная поддержка Компании со стороны Правительства.***

Как компания, которая на 90% принадлежит «Самрук-Қазына» и на 10% (плюс одна акция) принадлежит НБРК, а обе компании, в свою очередь, являются государственными, Компания пользуется сильной поддержкой со стороны «Самрук-Қазына» и НБРК. Кроме того, 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 600,2 млрд. тенге налогов за год, закончившийся 31 декабря 2017 года и 461,6 млрд. тенге налогов за год, закончившийся 31 декабря 2016 года; в 2017 году общий размер дивидендов, объявленных по результатам деятельности Компании за 2016 год, составил 6,7 млрд. тенге, а общий размер дивидендов, объявленных по результатам деятельности Компании за 2013 год и не выплаченных ранее, составил 39,2 млрд. тенге. Компания также является крупным работодателем в Казахстане и, по состоянию на 31 декабря 2017 года, в ней работает около 63 715 человек.

### ***Компания является бенефициаром преимущественных прав государства.***

В соответствии с законодательством Казахстана (в том числе, действующим Законом о недрах 2010 года и Кодексом о недрах, который должен вступить в силу 29 июня 2018 года), в отношении запасов, имеющих стратегическое значение (перечень которых утверждается и изменяется время от времени Правительством) (См. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Право предоставления согласия на отчуждение прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования – Ограничение использования Приоритетного права Государства*»), государства имеет преимущественное 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. Государство назначило Компанию бенефициаром для такого преимущественного права. Компания использовала это преимущественное право на приобретение доли в ММГ, РКІ, Казгермунай и ССЕЛ. Руководство Компании считает, что данное преимущественное право позволит Компании со временем и далее увеличивать доходы в сфере добычи нефти и газа в Казахстане и в разведочной промышленности. Кроме того, в соответствии с Законом о газе, 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). С хорошим послужным списком добычи нефти и газа, Компания имеет все возможности для укрепления своих позиций в регионе.

В дополнение к своей внутренней торговой деятельности, она также осуществляет торговую деятельность в Румынии, Испании и Франции, и других странах. Компания ведет нефтехимическую деятельность как внутри страны, так и через KMG International. Несмотря на то, что Компания объявила о своем намерении продать все или существенную часть своей доли в KMG International в одной или более сделок в течение среднесрочного периода, включая посредством Предполагаемой продажи KMG International/CEFC, после завершения которой Компания сохранит за собой 49% акций KMG International. В кратко- и среднесрочной перспективе Компания планирует продавать значительную часть своих розничных продуктов через KMG International, обеспечивая Компании доступ и присутствие в европейском сегменте переработки и продажи нефти и газа без необходимости дополнительных вложений.

***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), при добыче в 23,4 млн. тонн (9,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Компания и ее дочерние предприятия увеличили, напрямую или через свои совместные предприятия и ассоциированные компании, масштабы своей деятельности за счет приобретения Компанией доли в ММГ, а также в других более мелких компаниях по разведки и добыче, приобретения РД КМГ доли в РКІ, Казгермунай и ССЕЛ, которые также являются крупными производителями нефти и в 2011 году, Компания приобрела 10% косвенной доли в КРО, которая управляет месторождением Карачаганак, который внес значительный вклад в увеличение добычи нефти и газа Компании в 2013 году. Компания также увеличила добычу в течение некоторого времени, в отношении к зрелой нефти РД КМГ и газовым месторождениям при использовании стимуляции и вторичных методов повышения. Компания продолжает увеличивать добычу нефти через совместное предприятие ТШО после строительства следующих фаз Тенгизского проекта расширения добычи, начатых в 2014 году. Объемы добычи увеличились и планируется наращивать их и далее в результате возобновления промышленной добычи на месторождении Кашаган в ноябре 2016 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года, на месторождении Кашаган было добыто 686,0 тыс. тонн нефти и газового конденсата, а также 404,0 млн. м<sup>3</sup> газа, относимых на счет Компании.

В декабре 2017 года РД КМГ было запущено Тендерное предложение РД КМГ и в январе 2018 года – Предложение по акциям РД КМГ. Первой датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ являлось 19 февраля 2018 года, и 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ, Компании и РД КМГ совместно принадлежат в общей сложности 47 194 539 обыкновенных акций и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о вступлении в силу первой даты расчетов, и в результате этого РД КМГ выкупил в общей сложности: (i) 134 070 054 ГДР, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 97,7% находящихся в обращении ГДР РД КМГ (за исключением ГДР, принадлежащих Компании) и представляющих приблизительно 31,8% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ; и (ii) 320 688 обыкновенных акций, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 0,5% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. Выкуп финансировался за счет собственных средств РД КМГ. Обыкновенные акции РД КМГ будут находиться в собственном портфеле, а ГДР будут находиться в собственности РД КМГ при условии обмена таких ГДР на обыкновенные акции в надлежащее время. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ, Компании и РД КМГ совместно принадлежат в общей сложности 47 194 539 обыкновенных акций и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с условиями соответствующих предложений, Тендерное предложение РД КМГ было закрыто 8 марта 2018 года, а Предложение по акциям РД КМГ было закрыто 12 марта 2018 года. По состоянию на 8 марта 2018 года РД КМГ были приобретены или получены действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении общего количества ГДР в объеме 135 328 231 штуки, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 98,6% находящихся в обращении ГДР. По состоянию на 21 февраля 2018 года в обыкновенные акции были конвертированы 54 миллиона ГДР. На момент закрытия торгов на KASE 12 марта 2018 года РД КМГ приобретены или получены заявки на продажу в соответствии с Предложением по акциям РД КМГ в отношении общего количества находящихся в обращении обыкновенных акций в объеме 331 677 штук, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 0,5% находящихся в обращении обыкновенных акций (включая обыкновенные акции, представленные ГДР). Предположительно, окончательной датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

В результате осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании, что будет

способствовать дальнейшему укреплению позиций Компании как крупнейшего производителя сырой нефти в Казахстане. Компания находится в процессе рассмотрения вариантов реинтеграции РД КМГ в состав Компании в контексте своих других трансформационных программ. См. раздел «Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ – Владение и обратный выкуп РД КМГ». Предположительно, окончательной датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

***Компания является оператором обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.***

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. 30 сентября 2017 года КТГ заключил с PetroChina International Company Limited соглашение на поставку природного газа в объеме 5 млрд. м<sup>3</sup> в период с 15 октября 2017 года по 14 октября 2018 года. Общая предполагаемая сумма вознаграждения по данному соглашению составляет 889,7 млн. долларов США. Ведутся переговоры в отношении подписания долгосрочного соглашения на поставку газа. Компания также надеется получить прибыль от завершённых работ по расширению Трубопровода КТК (что расширило приоритетные права Компании на транспортировку с 5,8 млн. тонн до 14,3 млн. тонн сырой нефти в год), а также текущих проектов по проведению работ по расширению и модернизации ключевых трубопроводов, включая Азиатский Газопровод и Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент, которые после завершения увеличат экспортные возможности Компании, в частности, в направлении Китая. Компания считает, что ее деятельность по переработке, хранению и транспортировке нефти, 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 доходы 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 в настоящее время имеет контрольные или значительные доли участия в отношении всех трех крупных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане. В частности, Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и ПНХЗ в Северо-Восточном Казахстане, и по состоянию на 31 декабря 2017 года владеет 49,72%-ной долей участия в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане. После слияния КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года Компании принадлежат прямые доли участия в Атырауском НПЗ и ПНХЗ, а также косвенная доля участия в Шымкентском НПЗ через Valsera Holdings B.V. См. раздел «Переработка, маркетинг и сбыт – Переработка – Присоединение КМГ-ПМ». 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 транспортировке, переработке, маркетингу и продаже.

Кроме того, через свою долю участия в KMG International по состоянию на 31 декабря 2017 года Компания владела 54,63% акций Rompetrol Rafinare, который владеет и управляет, в частности, НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» в Румынии. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International».

## **Стратегия**

В 2016 году Компания приняла новую стратегию на период с 2016 по 2025 годы. В соответствии с данной стратегией, цель Компании – войти в 30 лучших нефтегазовых компаний мира по объемам добычи нефти и конденсата, концентрируя свое внимание на следующих трех приоритетах:

### ***Укрепление финансового положения Компании***

Компания намерена усилить свое финансовое положение путем улучшения показателей деятельности и производительности труда; формирования сбалансированного портфеля инвестиционных проектов; увеличения добычи; оптимизации налогового положения Компании; и улучшения операционных структур и бизнес-процессов.

Ключевой стратегической целью Компании является укрепление ее финансового положения и развитие операционной эффективности, в частности для борьбы с низкими ценами на сырую нефть на мировых рынках, которые, невзирая на некоторое улучшение, преобладают с 2015 года. Такая стратегия включает сокращение производственных издержек Компании и повышение производительности труда через: (i) анализ причин отказа подземного оборудования и разработку программы по увеличению среднего времени между отказами («МТБФ»), для определения стандартных решений для типичных отказов; (ii) проведение гидродинамических исследований на всех скважинах на ключевых месторождениях Компании, чтобы определить и применить эффективные системы пластового давления и системы закачки; (iii) проведение системного анализа бурения горизонтальных и наклонных скважин, и предоставление услуг для буровых скважин; и (iv) установление целей для долгосрочной оптимизации штатного числа работников в добывающей деятельности Компании; включая аутсорсинг всех работ, не связанных с ключевыми активами, и передачу нефтесервисных подразделений из производственных активов Компании.

Одновременно с применением мер по улучшению операционной эффективности Компания планирует рассмотреть, с целью сокращения, свои инвестиции в перерабатывающий сектор, чтобы сформировать более сбалансированный портфель инвестиционных проектов. Продажа 51%-ной доли Компании в KMG International, которую планируется завершить до конца 2018 года при условии выполнения определенных отлагательных условий, соответствует данной стратегии. Компания намерена сократить свои капитальные затраты в целом более чем на 20 млрд. долларов США к 2025 году через оптимизацию своей инвестиционной программы, в том числе путем сокращения своих инвестиций в перерабатывающий сектор.

### ***Разработка предложений по добывающему сектору и транспортировке на национальном уровне в Казахстане и, в меньшей степени, целевым возможностям в странах ЕАЭС***

Компания работает над применением новой бизнес модели со значительным фокусом на деятельности в Казахстане и, в меньшей степени, в странах СНГ.

Для того чтобы применить данную бизнес модель, Компания планирует реструктурировать свой существующий портфель и сократить количество своих портфельных компаний путем: (i) полной или частичной продажи своей розничной сети; (ii) полного или частичного выхода из розничного газового сектора; (iii) выхода из нецелевых активов (кроме высокотехнологичных активов); (iv) полного или частичного выхода из бизнесов, осуществляемых за пределами Казахстана (включая через продажу 51% доли Компании в KMG International, которую планируется завершить к концу 2018 года); и (v) приватизации некоторых активов Компании как того требует Комплексный план приватизации 2016 года, принятый Правительством. Согласно Комплексному плану приватизации 2016 года в ноябре 2017 года Компания продала 100% акций Евро-Азия Эйр.

Компания также намерена воспользоваться своим опционом на выкуп доли участия в KMG Kashagan B.V., проданной в пользу «Самрук-Қазына», до истечения срока действия опциона. В январе 2018 года срок действия опциона был продлен на период с 1 января 2020 года до 31 декабря 2022 года. Для того, чтобы реализовать программу приватизации, привлечь средства для устойчивого роста и выкупить свои акции KMG Kashagan B.V. у «Самрук-Қазына», Компания может рассмотреть вопрос о мобилизации средств, несмотря на то, что сроки предоставления и условия такого финансирования еще не были утверждены и оно может не быть предоставлено.

Для укрепления своей деятельности по разведке и разработке месторождений в Казахстане и прилегающем регионе Компания намерена рассмотреть вопрос о стратегическом партнерстве с третьими сторонами для того, чтобы осуществлять дальнейшую деятельность по разведке и разработке месторождений в Каспийском бассейне.

### ***Укрепление роли Компании как ключевого игрока нефтегазового сектора Казахстана***

В соответствии со статистическими данными Комитета по статистике и внутренней информацией Компании, а также учитывая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, Компания была крупнейшим производителем нефти в Казахстане по состоянию на 31 декабря 2017 года. Компания планирует сохранить и укрепить свою позицию в качестве ключевого игрока нефтегазового сектора в Казахстане путем: (i) укрепления своего контроля над операциями по разведке и добыче в Казахстане; (ii) улучшения эффективности своих совместных предприятий, включая ТШО, КСКП и КРО путем, среди прочего, расширения существующих мощностей для органического увеличения уровня добычи, продления существующих лицензий; и (iii) путем разработки новых запасов в Казахстане, в частности, в бассейне Каспийского моря, через стратегическое партнерство с международными нефтегазовыми компаниями, как это делала Компания в прошлом в отношении ТШО, КСКП и КРО. Компания намерена работать с соответствующими сторонами и властями для содействия стратегическим инвестициям в свою деятельность и бизнес для достижения таких целей.

*Осуществление трансформационных проектов, направленных на стимулирование рационализации и упрощения процессов Компании и структуры Группы*

Компания также приняла план развития на 2018-2022 годы, целями которого, в том числе, являются: (i) продажа 51% акций АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот», которую планируется завершить до конца 2019 года при условии определения подходящего покупателя, и продажа 51% акций KMG International, которую планируется завершить до конца 2018 года (обе цели соответствуют и будут осуществлены согласно Комплексному плану приватизации 2016 года); (ii) оплата части авансовых платежей Компании в связи со Сделкой по предварительной продаже нефти ТШО и Сделкой по предварительной продаже нефти Кашагана; (iii) воспользоваться опционом и выкупить акции в KMG Kashagan B.V., проданные «Самрук-Қазына» и привлечь средства в отношении этих акций; (iv) получить дивиденды от ТШО; и (v) индексировать заработные платы работников на основе прогнозов инфляции.

Помимо этого, в результате осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ ожидается увеличение доли обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании, что будет способствовать дальнейшему укреплению позиций Компании как крупнейшего производителя сырой нефти в Казахстане. Компания находится в процессе рассмотрения возможностей объединения РД КМГ с Компанией в контексте ее других стратегических программ.

В рамках стратегии Компании и в соответствии с Программой трансформации бизнеса «Самрук-Қазына» Компания в настоящее время реализует ряд трансформационных проектов, нацеленных, в том числе, на усовершенствование и централизацию организационных служб и методик (включая службы бухгалтерского учета, казначейства и логистики), повышение операционной эффективности и стимулирование автоматизации функций. Во исполнение этих трансформационных проектов Компания работает с независимым консультантом по вопросам оптимизации методики учета и по результатам консультаций планирует автоматизировать некоторые службы. Компания также провела работы по улучшению служб корпоративного управления и ОТ, ТБ и ООС в соответствии с передовым международным опытом, а также по централизации определенных функций на уровне Компании с целью повышения эффективности внутри Группы. Слияние КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года отвечало данной цели, и Компания рассматривает возможности потенциальной реинтеграции РД КМГ после завершения осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ.

Согласно стратегии Компании, конечной целью всех этих трансформационных проектов является стимулирование рационализации и упрощения процессов Компании и структуры Группы.

### ***Запасы***

В соответствии с казахстанской методологией, на 31 декабря 2017 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 639,7 млн. тонн (219,6 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях), запасы газового конденсата Компании категорий А+В+С1 составили 43,3 млн. тонн (34,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) и запасы природного газа Компании категорий A+B+C1 составили 418,8 млрд. м<sup>3</sup> (191,9 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях). Такое сокращение запасов категорий A+B+C1 Компании в 2017 году главным образом объясняется проведенной в 2017 году переоценкой запасов месторождения Карачаганак в результате перерасчета коэффициента извлечения. Запасы измеряются только на основании ежегодных расчетов и, соответственно, на дату данного Базового проспекта, какая-либо информация по запасам, которая относится к периоду времени, следующему после 31 декабря 2017 года, не является доступной.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблице ниже приведены данные по запасам Компании категорий А+В+С1, относимым на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2017 года:

Компания и месторождение	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года						
	% доли участия <sup>(1)</sup>	Нефть (млн. тонн)	% от общего объема	Газовый конденсат (млн. тонн)	% от общего объема	Газ (млн. м <sup>3</sup> )	% от общего объема
<b>Консолидированные дочерние предприятия, совместные операции и КРО:</b> <sup>(3)</sup>							
<b>Всего по РД КМГ</b> .....	<b>63,01</b> <sup>(2)</sup>	<b>191,8</b>	<b>30,0</b>	<b>4,4</b>	<b>9,8</b>	<b>56 120,1</b>	<b>12,0</b>
Месторождение Узень .....	100,00	103,2	16,1	0,0	0,0	13 602,2	2,9
Месторождение ЭМГ .....	100,00	72,9	11,4	1,6	3,6	28 974,5	6,2
Другие месторождения .....	100,00	15,7	2,5	2,8	6,2	13 543,4	2,9
<b>Всего по КРО, месторождение Карачаганак</b> .....	<b>10,00</b>	<b>8,4</b>	<b>1,3</b>	<b>26,1</b>	<b>58,7</b>	<b>83 338,7</b>	<b>17,8</b>
<b>Всего по Урихтау Оперейтинг</b> .....	<b>100,00</b>	<b>3,3</b>	<b>0,5</b>	<b>3,0</b>	<b>6,8</b>	<b>30 694,0</b>	<b>6,6</b>
Месторождение Урихтау .....		1,8	0,3	3,0	6,8	29 966,0	6,4
<b>Всего по КазМунайТениз</b> .....	<b>100,00</b>	<b>6,9</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>726,0</b>	<b>0,2</b>
Месторождение Хазар .....	<b>25,00</b>	5,7	0,9	0,0	0,0	652,3	0,1
Месторождение Ауэзов .....	<b>25,00</b>	1,2	0,2	0,0	0,0	73,8	0,0
<b>Другие дочерние предприятия</b> .....							
Прибрежное .....	50,00	2,5	0,4	–	0,0	–	0,0
Казахтуркмунай .....	100,00	6,7	1,0	0,04	0,1	2 057,0	0,4
Амангельды Газ .....	100,00	0,0	0,0	0,5	1,1	18 984,3	4,1
<b>Всего по дочерним предприятиям и совместным операциям:</b> .....		<b>219,6</b>	<b>30,8</b>	<b>34,0</b>	<b>76,5</b>	<b>191 920,2</b>	<b>41,0</b>
<b>Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:</b>							
<b>Компании:</b>							
<b>Всего по КСКП</b> .....	<b>8,44</b> <sup>(4)</sup>	<b>71,8</b>		<b>1,2</b>		<b>49 056,3</b>	
Месторождение Кашаган .....		68,8	19,3	0,0	0,0	44 944,5	19,3
Другие месторождения .....		3,0	0,5	1,2	5,7	4 111,9	1,8]
<b>Всего по ТШО</b> .....	<b>20,00</b>	<b>213,5</b>	<b>33,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>108 311,1</b>	<b>23,1</b>
Месторождение Тенгиз .....		200,4	31,3	0,0	0,0	100 602,1	21,5
Другие месторождения .....		13,2	2,1	0,0	0,0	7 709,0	1,7
<b>Всего по Казахойл Актобе</b> .....	<b>50,00</b>	<b>24,9</b>	<b>3,9</b>	<b>0,5</b>	<b>1,1</b>	<b>7 726,0</b>	<b>1,7</b>
Месторождение Алибекмола .....		16,2	2,5	0,0	0,0	3 855,5	0,8
Другие месторождения .....		8,7	1,4	0,5	1,1	3 870,5	0,8
<b>Всего по ММГ</b> .....	<b>50,00</b>	<b>63,0</b>	<b>9,8</b>	<b>0,6</b>	<b>1,4</b>	<b>27 781,8</b>	<b>5,9</b>
Месторождение Каламкас .....		27,5	4,3	0,0	0,0	12 545,8	2,7
Месторождение Жетыбай .....		25,5	4,0	0,6	1,3	12 632,1	2,7
Другие месторождения .....		10,0	1,6	0,1	0,1	2 603,9	0,6
<b>Другие совместные предприятия</b> .....	–	1,0	<b>0,2</b>	1,1	<b>2,4</b>	15 600,5	<b>3,3</b>
<b>РД КМГ:</b>	<b>63,01</b> <sup>(2)</sup>						
<b>Всего по Казгермунай</b> .....	<b>50,00</b>	<b>13,6</b>	<b>2,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>3 325,0</b>	<b>0,7</b>
Месторождение Акшабулак .....		11,5	<b>1,8</b>	0,0	<b>0,1</b>	1 553,2	<b>0,3</b>
Другие месторождения .....		2,1	<b>0,3</b>	0,1	<b>0,3</b>	1 771,9	<b>0,4</b>
<b>Всего по РКІ</b> .....	<b>33,00</b>	<b>11,8</b>	<b>1,8</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>4 143,7</b>	<b>0,9</b>
ПККР .....		6,4	1,0	0,0	0,1	2 779,3	0,6
Другие месторождения .....		5,4	0,8	0,0	0,1	1 364,4	0,3
<b>Всего по ССЕЛ</b> .....	<b>50,00</b>	<b>20,4</b>	<b>3,2</b>	–	–	<b>128,1</b>	<b>0,0</b>
Месторождение Каражанбас .....		20,4	3,2	–	–	128,1	0,0
<b>Всего по Ural Oil &amp; Gas</b> .....		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,5</b>	<b>12,4</b>	<b>10 844,0</b>	<b>2,3</b>
<b>Всего по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям</b> .....		<b>420,4</b>	<b>65,7</b>	<b>9,2</b>	<b>21,5</b>	<b>226 916,9</b>	<b>59,0</b>
<b>Итого</b> .....		<b>639,7</b>	<b>100,0</b>	<b>43,3</b>	<b>100,0</b>	<b>418 837,7</b>	<b>100,0</b>

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2017 года.

(2) По состоянию на 31 декабря 2017 года как процент простых голосующих акций РД КМГ. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение о выкупе всех своих находящихся в обращении ГДР и в январе 2018 года – безусловное

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

предложение о выкупе на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. В результате указанных сделок увеличится доля принадлежащих Компании обыкновенных голосующих акций РД КМГ. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. разделы «*Стратегия*» и «*Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ*».

- (3) Признавая, что КРО является консорциумом, работающим по договору о совместных операциях, Компания также учитывает свои интересы в КРО по методу пропорционального сведения.
- (4) Представляет только собственную 8,44%-ную долю участия Компании в КСКП. Компания не получает экономических выгод от 8,44%-ной доли участия, которой она владеет на праве доверительного управления от имени «Самрук-Казына».

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 методики*», «*Нефтегазовая промышленность 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*».

## Разведка и добыча

### Обзор

На основании данных Комитета по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по состоянию на 31 декабря 2017 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти (включая пропорциональные доли совместных предприятий и ассоциированных компаний). В 2017 году объем добычи сырой нефти Компании составил 23,4 млн. тонн (9,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти по сравнению с 22,6 млн. тонн (9,8 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти в 2016 году и 22,7 млн. тонн (9,7 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) сырой нефти в 2015 году.

По данным внутренней информации Компании и информации Комитета по статистике, объемы добычи сырой нефти Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 27,1%, 29,0% и 28,5% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно, в то время как объемы добычи газа Компанией (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 15,5%, 15,9% и 16,0% общей добычи природного газа в Казахстане в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно.

Крупнейшие нефтедобывающие дочерние предприятия и интересы включают РД КМГ (включая пропорциональную долю участия РД КМГ в Казгермунае, ССЕЛ и РКІ), ТШО и КСКП. РД КМГ (включая пропорциональную долю участия РД КМГ в Казгермунае, ССЕЛ и РКІ) обеспечил 50,8%, 53,7% и 54,5% от общего объема добычи сырой нефти Компанией за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение о выкупе всех своих находящихся в обращении ГДР, а в январе 2018 года – безусловное предложение о выкупе на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. Как ожидается, в результате этих сделок увеличится доля принадлежащих Компании обыкновенных голосующих акций РД КМГ. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. разделы «*Стратегия*» и «*Значительные продуктивные месторождения РД КМГ*». ТШО обеспечил 24,6%, 24,3% и 24,0% от общего объема добычи сырой нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно. КСКП обеспечил 2,9% от общего объема добычи сырой нефти Компании за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, представляя сырую нефть, произведенную на Кашаганском месторождении, добыча на котором была возобновлена в ноябре 2016 года.

В 2017 году объем добычи природного газа Компании составил 8,2 млрд. м<sup>3</sup> (3,2 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и

ассоциированных компаниях) против 7,4 млрд. м<sup>3</sup> (3,0 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) в 2016 году и 7,2 млрд. м<sup>3</sup> (3,1 млрд. м<sup>3</sup> за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) в 2015 году.

Объемы добычи газа Компании (включая пропорциональную долю Компании и ее дочерних предприятий в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях) составили 15,5%, 15,9% и 16,0% от общего объема добычи газа в Казахстане в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно, на основании внутренней информации Компании и информации Комитета по статистике. Крупнейшими газодобывающими дочерними предприятиями Компании с наибольшей долей участия являются РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в Казгермунае, ССЕЛ и РКІ), ТШО и КРО. РД КМГ обеспечил 18,9% (или 1,5 млрд. м<sup>3</sup>), 18,3% (или 1,3 млрд. м<sup>3</sup>) и 18,1% (или 1,3 млрд. м<sup>3</sup>) от общих объемов добычи газа Компании в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно. ТШО обеспечил 38,6% (3,2 млрд. м<sup>3</sup>), 40,9% (или 3,0 млрд. м<sup>3</sup>) и 41,1% (или 3,0 млрд. м<sup>3</sup>) от общих объемов добычи газа Компании в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно. КРО, в которой Компания имеет долю в 10% (косвенно через свое дочернее предприятие – ТОО «КМГ Карачаганак»), произвел 23,0% (или 1,9 млрд. м<sup>3</sup>), 23,9% (или 1,7 млрд. м<sup>3</sup>) и 25,1% (или 1,8 млрд. м<sup>3</sup>) от общих объемов добычи газа Компании в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно.

Компания подразделяет свои операции по разведке и добыче на две категории: «активы по добыче и освоению» и «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.

См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Регулирующий орган – Министерство энергетики»*.

**Производственно-эксплуатационные активы**

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 годы:

Компания и месторождение	% доли участия <sup>(1)</sup>	За год, закончившийся 31 декабря					
		2017 года		2016 года		2015 года	
		Нефть и газоконд енсат	Газ	Нефть и газоконд енсат	Газ	Нефть и газоконде нсат	Газ
		(тыс. тонн)	(млн. м <sup>3</sup> )	(тыс. тонн)	(млн. м <sup>3</sup> )	(тыс. тонн)	(млн. м <sup>3</sup> )
<b>Консолидированные дочерние предприятия и КРО:</b>							
<b>Всего по РД КМГ</b> .....	63,01 <sup>(2)</sup>	<b>8 328,2</b>	<b>748,6</b>	<b>8 396,2</b>	<b>803,1</b>	<b>8 342,5</b>	<b>821,5</b>
Месторождение Узень .....	100,00	5 483,1	320,0	5 555,0	298,6	5 510,4	291,3
Месторождения ЭМГ .....	100,00	2 840,0	199,7	2 832,0	191,6	2 823,0	187,9
Другие месторождения .....	100,00	5,0	228,9	9,2	312,9	9,1	342,3
<b>Всего по КРО<sup>(3)</sup></b> .....	10,00	<b>1 124,6</b>	<b>1 892,4</b>	<b>1 046,6</b>	<b>1 765,9</b>	<b>1 079,6</b>	<b>1 823,4</b>
<b>Другие дочерние предприятия</b> .....		<b>407,5</b>	<b>519,0</b>	<b>312,7</b>	<b>514,1</b>	<b>260,7</b>	<b>465,8</b>
<b>Итого для дочерних предприятий</b> .....		<b>9 860,2</b>	<b>3 160,0</b>	<b>9 755,5</b>	<b>3 083,1</b>	<b>9 682,8</b>	<b>3 110,7</b>
<b>Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:</b>							
<i>Компании:</i>							
<b>Всего по КСКП</b> .....	8,44 <sup>(4)</sup>	<b>686,0</b>	<b>404,0</b>	<b>80,8</b>	<b>49,6</b>	–	–]
<b>Всего по ТШО</b> .....	20,00	<b>5 739,3</b>	<b>3 172,0</b>	<b>5 511,0</b>	<b>3 016,0</b>	<b>5 432,0</b>	<b>2 978,0</b>
Месторождение Тенгиз .....		5 224,3	2 926,0	5 060,0	2 692,0	4 971,0	2 685,0
Другие месторождения .....		515,0	246,0	451,0	324,0	461,0	293,0
<b>Всего по Казахойл Актобе</b> .....	50,00	<b>351,1</b>	<b>301,1</b>	<b>380,7</b>	<b>307,3</b>	<b>400,6</b>	<b>302,4</b>
Месторождение Алибекмола .....		148,8	122,3	163,0	125,2	180,0	125,8
Другие месторождения .....		202,3	178,8	217,7	182,1	220,6	176,6
<b>Всего по ММГ</b> .....	50,00	<b>3 177,8</b>	<b>377,6</b>	<b>3 145,0</b>	<b>378,5</b>	<b>3 136,7</b>	<b>366,0</b>
Месторождение Каламкас .....		2 023,7	201,1	2 051,5	259,3	2 081,1	250,3
Другие месторождения .....		1 154,1	176,5	1 093,5	119,2	1 055,6	115,7
<b>Другие совместные предприятия</b> .....		–	–	–	–	–	–
<i>РД КМГ:</i>							
<b>Всего по Казгермунай</b> .....	50,00	<b>1 400</b>	<b>279,9</b>	<b>1 468,0</b>	<b>299,2</b>	<b>1 499,9</b>	<b>241,7</b>
Месторождение Акшабулак .....		1 282,6	178,8	1 315,0	182,6	1 330,3	186,1
Другие месторождения .....		117,4	101,0	153,0	116,6	169,6	55,6
<b>Всего по РКІ</b> .....	33,00	<b>1 076,7</b>	<b>508,3</b>	<b>1 235,3</b>	<b>230,3</b>	<b>1 448,4</b>	<b>232,8</b>
ПККР .....		523,6	127,3	640,0	120,8	807,0	138,4
Другие месторождения .....		553,1	381,0	595,3	109,5	641,4	94,4
<b>Всего по ССЕЛ</b> .....	50,00	<b>1 070,6</b>	<b>18,0</b>	<b>1 063,5</b>	<b>18,9</b>	<b>1 069,2</b>	<b>19,9</b>
Месторождение Каражанбас .....		1 070,6	18,0	1 063,5	18,9	1 069,2	19,9
<b>Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям</b> .....		<b>13 501,5</b>	<b>5 060,9</b>	<b>12 884,3</b>	<b>4 299,8</b>	<b>12 986,8</b>	<b>4 140,8</b>
<b>Итого</b> .....		<b>23 361,7</b>	<b>8 220,9</b>	<b>22 639,8</b>	<b>7 382,9</b>	<b>22 669,6</b>	<b>7 251,5</b>

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2017 года.
- (2) По состоянию на 31 декабря 2017 года как процент простых голосующих акций РД КМГ. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение о выкупе всех своих находящихся в обращении ГДР и в январе 2018 года – безусловное предложение о выкупе на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. В результате указанных сделок увеличится доля принадлежащих Компании обыкновенных голосующих акций РД КМГ. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. разделы «Стратегия» и «Значительные продуктивные месторождения РД КМГ».

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (3) Признаявая, что КРО является консорциумом, работающим по договору о совместных операциях, Компания также учитывает свои интересы в КРО по методу пропорционального сведения.
- (4) 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-Қазына».

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 31 декабря 2017 года:

<b>Компания и месторождение</b>	<b>% доли участия<sup>(1)</sup></b>	<b>Год начала</b>	<b>Срок действия Контракта</b>	<b>Добывающие скважины<sup>(1)</sup></b>	<b>Нагнетательные скважины<sup>(1)</sup></b>
<b>Консолидированные дочерние предприятия, совместные операции и КРО:</b>					
<b>РД КМГ:</b>	63,01 <sup>(1)</sup>				
Месторождение Узень .....		1965	2020	3 669	1 001
		между 1911-	между 2020-	2 104	413
Месторождения ЭМГ .....		1999	2030		
		между 1973-	между 2020-	2 964	801
		1982	2030		
Другие месторождения .....					
<b>КРО:<sup>(3)</sup></b>	10,00				
Месторождение Карачаганак ..				150	17
<b>Итого по дочерним предприятиям .....</b>		–	–	<b>6 997</b>	<b>2 232</b>
<b>Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:</b>					
<b>Компании:</b>					
<b>КСКП:</b>					
Месторождение Кашаган .....	8,44 <sup>(4)</sup>	2001	2041	22	4]
<b>ТШО:</b>	20,00				
Месторождение Тенгиз .....		1993	2033	83	8
<b>Казахойл Актобе:</b>	50,00				
Месторождение Алибекмола ..		2001	2023	49	20
<b>ММГ:</b>					
Месторождение Каламкас .....		1979	2031	2 117	708
Месторождение Жетыбай.....		1967	2031	1 241	575
		между 1990-	между 2020-	136	46
		2003	2030		
<b>Другие месторождения.....</b>					
<b>РД КМГ:</b>	63,01 <sup>(2)</sup>				
<b>Казгермунай:</b>	50,00				
Месторождение Акшабулак....		1997	2024	136	23
Другие месторождения .....				77	12
<b>РКІ:</b>	33,00				
ПККР .....		между 1984-	между 2019-	457	179
		2000	2024		
<b>ССЕЛ:</b>					
Месторождение Каражанбас...				2 719	731
<b>Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям .....</b>		–	–	<b>6 901</b>	<b>2 306</b>
<b>Итого.....</b>		–	–	<b>15 788</b>	<b>4 538</b>

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2017 года как процент простых голосующих акций РД КМГ. В декабре 2017 года РД КМГ запустил условное тендерное предложение о выкупе всех своих находящихся в обращении ГДР и в январе 2018 года – безусловное предложение о выкупе на KASE всех своих находящихся в обращении обыкновенных акций. В результате указанных сделок увеличится доля принадлежащих Компании обыкновенных голосующих акций РД КМГ. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что Компании и РД КМГ совместно принадлежит приблизительно 99,2% обыкновенных акций (в том числе обыкновенных акций, представленных ГДР) РД КМГ. См. разделы «Стратегия» и «Значительные продуктивные месторождения РД КМГ».
- (2) Поскольку КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.
- (3) Представляет только собственную 8,44%-ную долю участия Компании в КСКП.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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:

Компания и месторождение	Новые пробуренные скважины					
	Добывающие скважины	Другие скважины	Добывающие скважины	Другие скважины	Добывающие скважины	Другие скважины
	За год, закончившийся 31 декабря					
	2017 года	2017 года	2016 года	2016 года	2015 года	2015 года
<b>Консолидированные дочерние предприятия, совместные операции и КРО:</b>						
<b>РД КМГ:</b>						
Месторождение Узень .....	106	46	188	0	231	0
Месторождения ЭМГ .....	45	0	47	11	54	5
<b>КРО:<sup>(1)</sup></b>						
Месторождение Карачаганак .....	6	0	7	0	7	0
<b>Всего по дочерним предприятиям .....</b>	<b>157</b>	<b>46</b>	<b>242</b>	<b>11</b>	<b>292</b>	<b>5</b>
<b>Неконсолидированные совместные предприятия и ассоциированные компании:</b>						
<b>Компании:</b>						
<b>КСКП:</b>						
Месторождение Кашаган ...	0	0	0	0	4	0
<b>ТШО:</b>						
Месторождение Тенгиз .....	12	0	12	0	10	0
<b>Казахойл Актобе:</b>						
Месторождение Алибекмола .....	0	0	0	0	0	0
<b>ММГ:</b>						
Месторождение Каламкас ..	66	10	84	0	80	0
Месторождение Жетыбай...	73	34	52	0	54	0
<b>Другие месторождения .....</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>0</b>
<b>РД КМГ:</b>						
<b>Казгермунай:</b>						
Месторождение Акшабулак .....	16	0	9	0	17	0
<b>РКИ:</b>						
ПККР .....	19	0	2	0	19	0
<b>ССЕЛ:</b>						
Месторождение Каражанбас .....	91	17	51	0	112	0
<b>Итого по совместным предприятиям и ассоциированным компаниям .....</b>	<b>286</b>	<b>66</b>	<b>246</b>	<b>0</b>	<b>319</b>	<b>0</b>
<b>Итого .....</b>	<b>443</b>	<b>112</b>	<b>488</b>	<b>11</b>	<b>611</b>	<b>5</b>

Примечания:

(1) Поскольку КРО является консорциумом по договору о совместной разработке, Компания также отвечает за долю в КРО по методу пропорционального сведения.

**Значительные продуктивные месторождения РД КМГ**

РД КМГ – крупнейшее консолидированное дочернее предприятие Компании по запасам сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1; по состоянию на 31 декабря 2017 года на его долю приходилось 30,0% запасов сырой нефти категорий А+В+С1, 9,8% запасов газового конденсата

категорий A+B+C1 и 12,0% запасов газа категорий A+B+C1 Компании (в каждом случае, без учета Казгермунай, РКІ и CSEL). РД КМГ также является крупнейшим дочерним предприятием Компании по объемам добычи: доля РД КМГ в общем объеме добычи Компании составила 35,6% сырой нефти в 2017 году и 9,1% газа в 2017 году (в каждом случае без учета Казгермунай, РКІ и CSEL).

Многие крупные месторождения РД КМГ являются зрелыми; поэтому уровень добычи на них поддерживается посредством осуществления различных проектов стимуляции и реабилитации, включая бурение и завершение новых скважин, проведение КРС и внедрение различных технологий вторичной интенсификации и стимуляции скважин. См. раздел *«Освоение и реабилитация нефтяных месторождений»*.

#### *Владение и обратный выкуп РД КМГ*

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания владела 63,01% акционерного капитала РД КМГ, а остальная часть выпущенного акционерного капитала (представленный обыкновенными акциями, обращающимися на KASE, и ГДР, обращающимися на Лондонской фондовой бирже) находился в открытом обращении.

В 2016 году Компанией было сделано предложение о покупке обыкновенных акций и ГДР РД КМГ, находящихся во владении широкого круга акционеров, которое было отклонено такими акционерами. См. раздел *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – Взаимоотношения между Компанией и РД КМГ – Соглашение о взаимоотношениях с РД КМГ и дальнейшее предложение о выкупе акций»*.

8 декабря 2017 года РД КМГ было запущено Тендерное предложение РД КМГ для держателей своих находящихся в обращении ГДР о покупке ГДР по цене 14,00 долларов США за штуку. 23 января 2018 года РД КМГ объявил о том, что получил действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении приблизительно 87% всех находящихся в обращении ГДР (за исключением принадлежащих самому РД КМГ), и соответственно, Тендерное предложение РД КМГ стало безусловным. 23 января 2018 года РД КМГ запустил Предложение по акциям РД КМГ, которое представляет собой предложение выкупить на KASE (по цене 84,00 доллара США за одну обыкновенную акцию, с оплатой в тенге) все находящиеся в обращении обыкновенные акции РД КМГ. Первой датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ являлось 19 февраля 2018 года. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о вступлении в силу первой даты расчетов, и в результате этого РД КМГ выкупил в общей сложности: (i) 134 070 054 ГДР, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 97,7% находящихся в обращении ГДР РД КМГ (за исключением ГДР, принадлежащих Компании) и представляющих приблизительно 31,8% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ; и (ii) 320 688 обыкновенных акций, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 0,5% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. Выкуп финансировался за счет собственных средств РД КМГ. Обыкновенные акции РД КМГ будут находиться в собственном портфеле, а ГДР будут находиться в собственности РД КМГ при условии обмена таких ГДР на обыкновенные акции в надлежащее время. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ, Компании и РД КМГ совместно принадлежат в общей сложности 47 194 539 обыкновенных акций и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с условиями соответствующих предложений, Тендерное предложение РД КМГ было закрыто 8 марта 2018 года, а Предложение по акциям РД КМГ было закрыто 12 марта 2018 года. По состоянию на 8 марта 2018 года РД КМГ были приобретены или получены действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении общего количества ГДР в объеме 135 328 231 штуки, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 98,6% находящихся в обращении ГДР. По состоянию на 21 февраля 2018 года в обыкновенные акции были конвертированы 54 миллиона ГДР. На момент закрытия торгов на KASE 12 марта 2018 года РД КМГ приобретены или получены заявки на продажу в соответствии с Предложением по акциям РД КМГ в отношении общего количества находящихся в обращении обыкновенных акций в объеме 331 677 штук, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 0,5% находящихся в обращении обыкновенных акций (включая обыкновенные акции, представленные ГДР). Предположительно, окончательной датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

12 марта 2018 года было проведено внеочередное общее собрание РД КМГ, на котором были приняты решения об утверждении: (i) аннулирования листинга ГДР в Официальном списке FCA и их допуска к обращению на Лондонской фондовой бирже (далее – «**делистинг на LSE**»); (ii) аннулирования допуска обыкновенных акций РД КМГ и ГДР в официальный список KASE (далее – «**делистинг на KASE**»); и (iii) определенных изменений и дополнений в устав РД КМГ, включая: (a) изменение размера необходимого большинства голосов для принятия решений акционеров по определенным вопросам, включая делистинг ценных бумаг РД КМГ, с квалифицированного большинства голосов на простое большинство голосов; (b) изменение требования о принятии решений Совета директоров по определенным вопросам, указанным в уставе, большинством голосов директоров, с указанного большинства на простое большинство присутствующих на собрании директоров; (c) исключение прямого права независимых исполнительных директоров на привлечение профессиональных консультантов для получения ими консультаций за счет РД КМГ; (d) изменение требования об утверждении повестки дня всех собраний совета большинством независимых неисполнительных директоров, присутствующих на соответствующем собрании, с указанного большинства на простое большинство всех директоров; (e) изменение кворума на собрании совета с двух третей директоров на половину директоров; и (f) исключение требования о необходимости присутствия двух третей независимых неисполнительных директоров на собрании совета для правомочности собрания. РД КМГ объявил о своем намерении обратиться за делистингом на LSE и делистингом на KASE, которые ожидаются 9 мая 2018 года, при условии истечения срока действия Предложения по акциям РД КМГ. При осуществлении делистинга на LSE Соглашение о взаимоотношениях автоматически утратит силу. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с Законом об АО держатели обыкновенных акций или привилегированных акций РД КМГ, не присутствовавшие на внеочередном общем собрании или проголосовавшие против принятия решений, принятых на собрании, вправе обратиться с требованием о покупке РД КМГ их соответствующих акций путем направления соответствующего требования в течение 30 дней. См. раздел «*Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – Взаимоотношения между Компанией и РД КМГ – Соглашение о взаимоотношениях с РД КМГ и дальнейшее предложение о выкупе акций*».

В результате осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании. Компания находится в процессе рассмотрения вариантов реинтеграции РД КМГ в состав Компании в контексте своих других трансформационных программ.

#### *Месторождение Узень*

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2017 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли 103,2 млн. тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 13,6 млрд. м<sup>3</sup> газа категорий A+B+C1, что составляет 16,1% и 2,9% запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 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. Максимальная плотность нефти сортов Urals и Brent, добываемой на Узеньском месторождении, обычно составляет 34 градуса API, содержание серы колеблется от 0,16% до 0,24%, наблюдается значительное содержание парафина, средняя обводненность 81,5%.

По состоянию на 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3669 добывающих скважин и 1001 нагнетательной скважины, включая 152 новых скважины, пробуренные в 2017 году. В 2017 году на Узеньском месторождении было добыто 5,5 млн. тонн сырой нефти, в 2016 году – 5,6 млн. тонн сырой нефти, в 2015 году – 5,5 млн. тонн сырой нефти, что составило 23,5%, 24,5% и 24,3% от объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. В 2017 году средняя производительность добывающих скважин Узеньского месторождения составила 15 022,2 тонны сырой нефти на одну скважину в сутки.

В 2017 году объем добычи газа на Узеньском месторождении составил 320,0 млн. м<sup>3</sup> газа, что составляет 3,9% от объемов добычи газа Компании, и 5,6 млн. м<sup>3</sup> 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°C

вследствие содержания парафина. Оставшийся газ отправляется на газоперерабатывающую установку РД КМГ в Узене для переработки и последующей продажи. В 2016 году на Узеньском месторождении было добыто 298,6 млн. м<sup>3</sup> газа, а в 2015 году – 291,3 млн. м<sup>3</sup> газа, что составило 3,8% и 4,0%, соответственно, от общего объема добычи газа Компанией за эти годы.

В 2017 году добыча сырой нефти на месторождении Узень сократилась на 1,3% или на 74,9 тыс. тонн по сравнению с 2016 годом, что отражает сокращение объемов добычи нефти. В 2016 году добыча сырой нефти на месторождении Узень возросла на 0,8% или на 44,6 тыс. тонн по сравнению с 2015 годом, что отражает прирост в добыче нефти в результате бурения новых скважин на месторождении Узень.

По состоянию на 31 декабря 2017 года в бюджете РД КМГ запланировано выделить на капитальные расходы 232,6 млрд. тенге в 2018 году и 488,4 млрд. тенге в период с 2019 по 2022 годы, из которых 221,6 млрд. и 266,8 млрд. тенге, соответственно, ожидается потратить на обеспечение разведки и добычи. Ожидается, что данные затраты будут финансироваться из собственных средств РД КМГ.

#### *Месторождения ЭМГ*

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 Котырмас); (ii) Нуржановское месторождение; (iii) месторождение Камышитовое Юго-Западное; (iv) Ботахан; (v) Восточный Макат; (vi) Забурунь; (vii) Жанаталап; и (viii) месторождение Камышитовое Юго-Восточное. На 31 декабря 2017 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 72,9 млн. тонн, газовый конденсат категорий А+В+С1 – 1,6 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 29,0 млрд. м<sup>3</sup>, что составляет 11,4%, 3,6% и 6,2% от всех запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

В таблице ниже приведена определенная информация по наиболее значительным месторождениям ЭМГ:

Месторождение	Начало добычи	Продуктивная геологическая структура
Кенбай (Восточный Молдабек / Северный Котырмас)	1996 г.	Добыча с 15 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 900 м
Нуржановское	1967 г.	Добыча с 9 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 3 320 м
Камышитовое Юго-Западное	1972 г.	Добыча с 7 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 850 м
Ботахан	1981 г.	Добыча с 2 горизонтов юрских отложений, залегающих на глубине менее 1 400 м
Восточный Макат	1993 г.	Добыча с 6 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 350 м
Забурунь	1989 г.	Добыча с 3 горизонтов меловых отложений, залегающих на глубине менее 920 м
Жанаталап	1974 г.	Добыча с 7 горизонтов юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 200 м
Камышитовое Юго-Восточное	1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650 м

На 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2104 продуктивных скважин и 413 нагнетательных скважин, включая 45 новых скважин, пробуренных в 2017 году. На месторождениях ЭМГ было добыто 2,8 млн. тонн сырой нефти в каждом из 2017, 2016 и 2015 годов, что представляет собой 12,2%, 12,5% и 12,5%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компании в эти годы. В 2017 году продуктивные скважины на месторождениях ЭМГ давали в среднем 7808,8 тонн сырой нефти в сутки на скважину.

В 2017 году на месторождениях ЭМГ было добыто 199,7 млн. м<sup>3</sup> газа по сравнению с 191,6 млн. м<sup>3</sup> газа в 2016 году и 187,9 млн. м<sup>3</sup> в 2015 году, что составило 2,4%, 2,6% и 2,6% 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

***Значительные продуктивные месторождения совместных предприятий и ассоциированных компаний РД КМГ***

*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 2017 года. В июле 2006 года Компания приобрела 50%-ную долю в Казгермунае, а 24 апреля 2007 года продала всю свою долю в Казгермунае в пользу РД КМГ. Через свою 33%-ную долю в РКІ (по состоянию на 31 декабря 2017 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.

Казгермунай является оператором месторождения Акшабулак, крупнейшего из его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2024 году. На 31 декабря 2017 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли 11,5 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1, 0,0 млн. тонн газового конденсата категорий А+В+С1 и 1,5 млрд. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, что составляло 1,6%, 0,1% и 0,3% 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 800м. Сырая нефть марки Urals, добываемая на месторождении Акшабулак, обычно имеет максимальную плотность 900 кг на кубический метр, содержание серы меняется от 0,1% до 0,3%, средняя обводненность 2,0%.

На 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 136 продуктивных скважин и 23 нагнетательных скважин, включая 17 новых скважин, пробуренных за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. В каждом из 2017, 2016 и 2015 годов на месторождении Акшабулак было добыто 1,3 млн. тонн сырой нефти, в каждом случае относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляло 5,5%, 5,8% и 5,9%, соответственно, от объема добычи сырой нефти Компанией за эти годы. В 2017 году на месторождении Акшабулак в сутки добывалось в среднем 3514,0 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ.

В 2017 году на месторождении Акшабулак было добыто 178,8 млн. м<sup>3</sup> газа, в 2016 году – 182,6 млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 186,1 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на счет Компании через РД КМГ, что составило 2,2%, 2,5% и 2,6%, соответственно, от объема добычи газа Компании за указанные годы.

*CCEL*

CCEL – совместное предприятие между РД КМГ и СІГІС, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле по состоянию на 31 декабря 2017 года. РД КМГ приобрело 50%-ную долю участия в CCEL 12 декабря 2007 года. См. Примечание 12 к Финансовой отчетности за 2017 год.

CCEL имеет 100,0%-ную долю участия в предприятии, занимающемся разработкой месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. На 31 декабря 2017 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли 20,4 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 128,1 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, относимых на счет Компании через РД КМГ, что составляло 3,2% от всех запасов сырой нефти категорий А+В+С1 и незначительную долю запасов газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно.

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. Нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Каражанбас, обычно имеет максимальную плотность 900 г/м<sup>3</sup>, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 2719 продуктивных скважин и 731 нагнетательной скважины, включая 108 новых скважин, пробуренных за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. На месторождении Каражанбас было добыто 1,1 млн. тонн сырой нефти в каждом из 2017, 2016 и 2015 годов, что составило 4,6% от общего объема добычи

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

сырой нефти Компанией за эти годы, соответственно. В 2017 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 2933,2 тонн сырой нефти в сутки.

В 2017 году на месторождении Каражанбас было добыто 18,0 млн. м<sup>3</sup> попутного газа, в 2016 году – 18,9 млн. м<sup>3</sup> попутного газа и в 2015 году – 19,9 млн. м<sup>3</sup> попутного газа, что составило 1,5%, 0,3% и 0,3% от объемов добычи газа Компанией за эти годы, соответственно.

### *РКІ*

5 июля 2006 года Компания приобрела у CNPC 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 продукции РКІ.

Деятельность РКІ по разведке и разработке осуществляется Казгермунай (в котором РКІ имеет 50%-ую долю) и ПҚКР, которое является подконтрольным дочерним предприятием РКІ. См. раздел «Казгермунай» для информации о деятельности Казгермунай. ПҚКР заключило с МЭМР (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 км<sup>2</sup>.

В таблице ниже представлена некоторая информация по пяти продуктивным месторождениям ПҚКР:

Месторождение	Дата начала добычи	Продуктивная геологическая структура
Южный Кумколь и прилегающие к нему участки	1984 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной от 900 до 1 370 м
Арысқум	1985 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной 1 200 м
Юго-восточный Кумколь	1997 г.	Кызылординская и Джезказганская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 585 м
Майбулак	1988 г.	Карагандинская и Кызылординская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 160 м
Кызылкия	2000 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 550 м

На 31 декабря 2017 года расчетные запасы на месторождениях ПҚКР составляли 6,4 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 2,8 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, относимых на счет Компании через РКІ и РД КМГ, которые составили 1,0% и 0,6% от общих запасов сырой нефти и газа Компании категорий А+В+С1, соответственно.

Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождениях РКІ, обычно имеет максимальную плотность 800 г/м<sup>3</sup>, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 65%.

На 31 декабря 2017 года фонд скважин на месторождениях ПҚКР состоял из 457 продуктивных и 179 нагнетательных скважин, включая две новые скважины, пробуренные в течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года. На месторождениях ПҚКР в 2017 году было добыто 0,5 млн. тонн сырой нефти, в 2016 году – 0,6 млн. тонн сырой нефти и в 2015 году – 0,8 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составляет 2,2%, 2,8% и 3,6% от общих объемов добычи сырой нефти Компании за эти годы, соответственно. В 2017 году каждая продуктивная скважина на месторождениях ПҚКР давала в сутки в среднем 1434,5 тонны сырой нефти, относимой на счет Компании через РКІ и РД КМГ.

На месторождениях ПҚКР в 2017 году было добыто 127,3 млн. м<sup>3</sup> газа, в 2016 году – 120,8 млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 138,4 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на счет Компании через РКІ и РД КМГ, что составило 1,5%, 1,6% и 1,9% от общих объемов добычи газа Компании за эти годы, соответственно.

### *Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний*

#### *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 2017, 2016 и 2015 годах. ТШО является совместным предприятием

между Компанией (20% (по состоянию на 31 декабря 2017 года)), Chevron Overseas (50%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. (25%) и LukArco B.V. (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 договора, стороной в которых выступает Компания. См. раздел *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – Взаимоотношения между Компанией и ТШО»* для обсуждения соглашений касательно деятельности и внутреннего управления ТШО.

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий А+В+С1, а также 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.

### Месторождение Тенгиз

На 31 декабря 2017 года оценочные запасы Тенгизского месторождения составляли 200,4 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 100,6 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, относимых на счет Компании, что составляет 31,3% и 21,5% 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 км<sup>2</sup> (северо-восточное побережье Каспийского моря), было обнаружено в 1979 году, добыча начата в 1991 году. Площадь Тенгизского бассейна составляет более 110 км<sup>2</sup> в верхней и 400 км<sup>2</sup> 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. Тенгизский коллектор сформировался в девонский и каменноугольный периоды в результате повторяющихся отложений губчатых фрагментов и известкового ила.

Вследствие высокой сернистости тенгизской нефти, по оценкам ТШО, на территории предприятия было складировано 0,2 млн. тонн попутной серы в виде блоков на 31 декабря 2017 года и по 0,1 млн. тонн на 31 декабря 2016 и 2015 годов. В 2017 году ТШО продала 2,5 млн. тонн серы, в 2016 году – 2,3 млн. тонн серы и в 2015 году – 2,7 млн. тонн серы. ТШО произвела 2,6 млн. тонн серы в 2017 году, 2,5 млн. тонн серы в 2016 году и 2,4 млн. тонн серы в 2015 году. 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»*.

На 31 декабря 2017 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 83 продуктивных скважин и восьми нагнетательных скважин, включая 12 новых скважин, пробуренных за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. В 2017 году на месторождении Тенгиз было добыто 5,2 млн. тонн, в 2016 году – 5,1 млн. тонн и в 2015 году – 5,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составило 22,4%, 22,4% и 21,9% от общего объема добычи сырой нефти Компании за эти годы, соответственно. В 2017 году средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила 14 313 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2017 году на Тенгизском месторождении было добыто 2926,0 млн. м<sup>3</sup> газа, в 2016 году – 2692,0 млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 2685,0 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на счет Компании, что составило 36,5%, 36,5% и 37,0% от общих объемов добычи газа Компании за эти годы, соответственно.

### Проекты по расширению месторождения Тенгиз

ТШО продолжает осуществление своих проектов ПБУ и ПУУД, которые 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.

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.

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.

Получение первой нефти от проектов планируется к концу 2018 года, и ожидается, что работы по двум проектам будут завершены к 2022 году.

В ноябре 2013 года правительство и ТШО заключили меморандум о договоренности с целью продвижения инвестиций, образования, обучения и трудоустройства в Казахстане через реализацию проектов ПБУ и ПУУБ. Ожидается, что проект ПБУ создаст примерно 20 000 новых рабочих мест.

Ожидается, что общая стоимость реализации ПБУ и ПУУБ составит до 36,8 млрд. долларов США, которые ТШО надеется покрыть за счет внешнего финансирования и, в необходимой степени, за счет собственных денежных потоков. По состоянию на 31 декабря 2017 года на реализацию ПБУ и ПУУБ было направлено приблизительно 13,3 млрд. долларов США с июля 2013 года. В июле 2016 года ТШО выпустила облигации серии А с купоном 4% на сумму 1,0 млрд. долларов США со сроком погашения в 2026 году, вырученные средства от которых используются для финансирования ПБУ и ПУУД. Права прямого обратного требования к Компании по указанным облигациям не существует. (См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий»*).

Бюджет в размере 36,8 млрд. долларов США для проектов ПБУ и ПУУД был одобрен акционерами ТШО (включая Компанию) в июле 2016 года. Ожидается, что 27,1 млрд. долларов США из общей сметной стоимости будет использовано для производственных объектов, 3,5 млрд. долларов США – для скважин и 6,2 млрд. долларов США составят разные расходы. Компания не имеет никаких юридически обязательных обязательств перед ТШО по выплате денежных средств в отношении ПБУ и ПУУД. Однако нет никаких гарантий, что в какой-то момент времени от Компании не потребуется предоставить денежные средства или гарантии для покрытия всех или части таких капитальных затрат. Кроме того, Компания и ТШО договорились о том, что уровень дивидендов, подлежащих к оплате от ТШО в пользу Компании, будет зависеть от цены на сырую нефть за соответствующий год. В условиях низких цен на нефть суммы, требующиеся для финансирования реализации ПБУ и ПУУД, могут ограничивать средства, доступные для распределения в качестве дивидендов в пользу Компании. В 2015 году дивиденды, выплаченные ТШО своим акционерам, составили 2,4 млрд. долларов США (включая налог у источника выплаты), из которых 402 млн. долларов США (за вычетом сумм, удержанных в счет уплаты налога у источника выплаты) были выплачены в пользу Компании. В результате низких цен на нефть в 2016 году дивиденды со стороны ТШО не выплачивались. По результатам деятельности ТШО за 2017 год в декабре 2017 года среди акционеров ТШО были распределены дивиденды в размере 1,4 млрд. долларов США (включая налог у источника выплаты), из которых 238 млн. долларов США (за вычетом сумм, удержанных в счет уплаты налога у источника выплаты) были выплачены в пользу Компании.

#### 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 (вместе **«Товар»**) на сумму до 3 млрд. долларов США специальному юридическому лицу SA-VIT B.V. (**«Покупатель»**).

Основные обязательства сторон в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО руководствуются (i) контрактом между KMG Finance, в качестве продавца, и Покупателем 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 одой тонны СНГ, соразмерно на

ежемесячной основе в течение 48 месяцев начиная с 1 мая 2016 года, с соблюдением стандартных ограничений размеров отгрузки («**Экспортный договор**»); (ii) дополнениями к Экспортному договору между Покупателем и KMG Finance, в качестве продавца, в которых указываются условия, на которых Покупатель делает предоплату KMG Finance в отношении определенных будущих поставок Товара и на которых KMG Finance поставяет Товар Покупателю («**Дополнение о предоплате**»); и (iii) договором гарантии между Компанией, в качестве гаранта, и Покупателем, в качестве бенефициара, в соответствии с которым Компания согласилась гарантировать выполнение обязательств KMG Finance по Экспортному договору, Дополнению о предоплате и некоторым связанным вспомогательным документам.

В декабре 2017 года было заключено дополнительное дополнение о предоплате, 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 («**Дополнительное изменение**»).

Ни обязательства KMG Finance, ни обязательства Компании не составляют финансовую задолженность Компании по применимым финансовым ковенантам, содержащимся в двусторонних и синдицированных кредитных договорах Компании, а также по Облигациям, выпущенным или подлежащим выпуску в рамках Программы. Ожидается, что KMG Finance выполнит свои обязательства в течение договорного периода после подписания коммерческих контрактов в отношении Сделки по предварительной продаже нефти ТШО («**Дата окончательного выполнения обязательств**»), на условиях первоначального льготного периода в 12 месяцев. По Дополнению 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, поставяемой по Экспортному договору.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания частично произвела авансовые платежи по Сделке по предварительной продаже нефти ТШО в размере 750,0 млн. долларов США, и в соответствии с Дополнительным изменением KMG Finance получила дополнительный авансовый платеж в размере 488,5 млн. долларов США в счет поставок нефти с декабря 2018 года. В январе 2018 года KMG Finance получила еще один авансовый платеж в размере 250,0 млн. долларов США в соответствии с Дополнительным изменением, а в апреле 2018 года ожидается получение дальнейших 250,0 млн. долларов США.

См. Примечание 20 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 21 к Финансовой отчетности за 2016 год.

### *КСКП*

В декабре 1993 года казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для разведки нефти международными компаниями. Семь международных нефтяных компаний и государственная компания АО «Казахстанкаспийшельф» 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 подписали СРП на срок 40 лет с момента коммерческого обнаружения и, 6 июля 1998 года участники КСКП подписали Соглашение о совместной деятельности. С того времени в СРП и Соглашение о совместной деятельности несколько раз вносились поправки, отражающие изменения долей собственности участников КСКП. Компания стала участником Северо-Каспийского проекта 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..

По состоянию на 31 декабря 2017 года участниками КСКП являются: KMG Kashagan B.V. (Компания владеет 8,44%-ной долей участия на праве собственности и еще 8,44% – по договору доверительного управления от имени «Самрук-Қазына») (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 новой редакции от 12 июня 2015 года.

В соответствии с условиями СРП 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 определению ниже). В октябре 2016 года KMG Kashagan B.V. заключила с Компанией договор займа на сумму 873 млн. долларов США для финансирования оплаты очередной части отсроченного вознаграждения, а в октябре 2017 года период доступности средств по договору займа был продлен до октября 2018 года. При этом, по состоянию на дату настоящего Базового проспекта средства по договору займа еще не были выбраны.

#### Передача доли участия в пользу «Самрук-Қазына»

В апреле 2014 года 100% акционерного капитала KMG Kashagan B.V. были переданы Coöperatieve KazMunaiGaz U.A., 100%-ному дочернему предприятию Компании. 16 октября 2015 года Coöperatieve KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» за 4,7 млрд. долларов США с условием выкупа всех или части акций в период с 1 января 2018 по 31 декабря 2020 года. В январе 2018 года период реализации права выкупа был продлен с 1 января 2020 года до 31 декабря 2022 года. Доля «Самрук-Қазына» в KMG Kashagan B.V. находится в доверительном управлении у Coöperatieve KazMunaiGaz U.A., дочернего предприятия Компании. 16 октября 2015 года «Самрук-Қазына» передала приобретенные акции в доверительное управление Coöperatieve 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 оставил без изменений прежнее решение об аресте в отношении 8,44% акций компании KMG Kashagan B.V., принадлежащих Республике Казахстан через «Самрук-Қазына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Қазына», который был наложен по иску Сторон Стати. Хотя арест не относится к 8,44% акций, принадлежащих Компании напрямую в KMG Kashagan B.V., если арест останется в силе или если на арестованное имущество будет обращено взыскание, Компания не сможет воспользоваться своим опционом на выкуп 8,44% акций в KMG Kashagan B.V., находящихся во владении «Самрук-Қазына». См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания периодически привлекается к участию в процессуальных действиях»*.

#### Месторождение Кашаган

Компания владеет 8,44%-ной долей участия в продукции месторождения Кашаган через компанию KMG Kashagan B.V., а также 8,44%-ной долей участия через акции KMG Kashagan B.V., которыми она владеет на праве доверительного управления от имени «Самрук-Қазына». 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 км<sup>2</sup>. На 31 декабря 2017 года запасы полезных ископаемых на месторождении Кашаган составляли 68,8 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 44 944,5 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, относимых на долю Компании на консолидированной основе, что составляло 19,3% и 19,3% от общих объемов запасов сырой нефти и газа Компании категорий А+В+С1, соответственно.

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 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. В связи со сложными природными и геологическими условиями и дальнейшими доработками морской инфраструктуры проекта Кашаганского месторождения возникло усложнение проекта.

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 спутников искусственных островов. Природный газ, добываемый на месторождении Кашаган, предполагается использовать, главным образом, для обратной закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Экспериментальная фаза проекта включала сооружение пяти искусственных островов в Каспийском море и 40 шахт, включая 30 продуктивных и 10 нагнетательных скважин. Стороны Соглашения о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года и договора о совместной разработке от 29 марта 2005 года («СРП СК») (консорциум, состоящий из AGIP Caspian Sea B.V., ExxonMobil Kazakhstan Inc., Inpex North Caspian Sea Ltd, Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd, Shell Kazakhstan Development B.V. и Total EP Kazakhstan) оценили нефтеотдачу месторождения Кашаган в 9 млрд. баррелей сырой нефти. Результаты испытаний скважины и данные исследования недр поддерживают оценки полного объема добычи на месторождении до 1,5 млн. баррелей в сутки. Вторая фаза на данный момент обсуждается сторонами СРП СК.

В результате ряда задержек начало промышленной добычи было перенесено с 2008 года на 2013 год, что привело к значительному увеличению капитальных затрат. 11 сентября 2013 года началась промышленная добыча на месторождении Кашаган. 24 сентября 2013 года на одной из секций трубопровода была обнаружена утечка сернистого газа. Добыча возобновилась 6 октября 2013 года после завершения ремонтных работ на трубопроводе. 9 октября 2013 года была обнаружена вторая утечка, и добыча была приостановлена. В декабре 2013 года и в январе 2014 года на газо- и нефтепроводе были реализованы программы по диагностике, и в настоящее время диагностические обследования и испытания продолжаются. В 2015 году работы по замене проводились на нефте- и газопроводе, в то время как техническое обслуживание, консервация и модернизация осуществлялись на добывающих объектах. Коммерческая добыча на месторождении Кашаган была возобновлена в ноябре 2016 года.

В 2017 году на Кашаганском месторождении было добыто 404,0 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на долю Компании, а в 2016 году – 49,6 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на долю Компании, что составляет 4,9% и 0,7% от общих объемов добычи газа Компании за эти годы, соответственно. В 2017 году на Кашаганском месторождении также было добыто 686,0 тыс. тонн нефти и газового конденсата, относимых на счет Компании, против 80,8 тыс. тонн нефти и газового конденсата, произведенных в 2016 году, что составляет 2,9% и 0,4%, соответственно, от объемов добычи сырой нефти Компании за указанные годы.

#### Сделка по предварительной продаже нефти Кашагана

В ноябре 2016 KMG Kashagan B.V., в качестве продавца, заключил 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 и относилась она к 6,9 млн. тонн сырой нефти, которая должна была быть поставлена в период с 2017 по 2021 годы.

В августе 2017 года KMG Kashagan B.V. заключила с Vitol S.A. дополнительные соглашения об увеличении суммы предварительной продажи на дополнительный 1,0 млрд. долларов США, т.е. до 2,0 млрд. долларов США, с соответствующим увеличением общего объема сырой нефти к поставке до 10,7 млн. тонн. В соответствии с указанными дополнительными соглашениями период, в течение которого должен быть поставлен весь объем сырой нефти, был продлен на период с 2017 по 2022 год. В результате упомянутых изменений и дополнений в августе 2017 года KMG Kashagan B.V. получила дополнительный авансовый платеж в размере 593 млн. долларов США. Гарантом по сделке выступает Компания.

Ни обязательства KMG Kashagan B.V., ни обязательства Компании не составляют финансовую задолженность Компании 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 договора займа на сумму основного долга, превышающую 50 млн. долларов США, и предоставлять залоговое имущество.

#### *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 месторождений 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 2017 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли 16,2 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 3,9 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, что составляло 2,5% и 0,8% 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. Нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Алибекмола, обычно имеет максимальную плотность 722 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы от 1,2% до 1,4% и среднюю обводненность 6,7%.

По состоянию на 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 49 продуктивных скважин (количество продуктивных скважин сократилось с 31 декабря 2016 года в результате установления бездействия или временного простоя ряда скважин) и 20 нагнетательных скважин. В 2017 году новых скважин пробурено не было. На месторождении Алибекмола было добыто 0,1 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в 2017 году и по 0,2 млн. тонн в 2016 и 2015 годах, что составляет 0,6%, 0,7% и 0,8%, соответственно, от общего объема добычи нефти Компании за указанные годы. В 2017 году на продуктивных скважинах месторождения Алибекмола добывалось в среднем 407,7 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2017 году на месторождении Алибекмола было добыто 122,3 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на счет Компании, в 2016 году – 125,2 тыс. млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 125,8 тыс. м<sup>3</sup> газа, что составило 1,5%, 1,7% и 1,7% соответственно, от общего объема газа, добытого Компанией в указанные годы.

#### ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей MIBV – совместному предприятию КМГ и CNPC E&D. КМГ приобрел свою косвенную долю в ММГ (через MIBV) 25 ноября 2009 года. ММГ является одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий Казахстана и эксплуатирует (через ПУ «Каламкасмунайгаз») месторождение Каламкас – одно из крупнейших в Казахстане, на основании Контракта на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2017 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 27,5 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 12,5 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, что составляло 4,3% и 2,7% 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/м<sup>3</sup>, содержание серы от 1,21% до 1,45% и среднюю обводненность 85%.

По состоянию на 31 декабря 2017 года фонд скважин на месторождении Каламкас состоял из 2177 продуктивных и 708 нагнетательных скважин, включая 76 новых скважин, пробуренных в 2017 году, и 84 новых скважины, пробуренных в 2016 году. В 2017 году на месторождении Каламкас было добыто 2,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, против 2,1 млн. тонн сырой нефти в каждом из 2016 и 2015 годов, что составляло 8,7%, 9,1% и 9,2%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные годы. В 2017 году суточный дебит продуктивных скважин месторождения Каламкас составил в среднем 5544,4 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

В 2017 году на месторождении Каламкас было добыто 201,1 млн. м<sup>3</sup> попутного газа, в 2016 году – 259,3 тыс. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 250,3 тыс. м<sup>3</sup> газа, что составляло 2,4%, 3,5% и 3,5%, соответственно, от общих объемов газа, добытых Компанией за указанные годы.

Месторождение Жетыбай – второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающем к Каспийскому морю, было обнаружено в 1961 году, добыча начата в 1967 году. По состоянию на 31 декабря 2017 года

расчетные запасы полезных ископаемых, на месторождении Жетыбай, относимые на счет Компании, составляют 25,5 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1, 0,6 млн. тонн газового конденсата категорий А+В+С1, 12 632,1 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, что представляет 4,0%, 1,3% и 2,7% от всех запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно. Компания управляет месторождением Жетыбай через ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Нефтедобыча на месторождении Жетыбай ведется с 11 горизонтов среднеюрских отложений, залегающих на глубине менее 2450 м. Нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Жетыбай, обычно имеет максимальную плотность 870 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 58%.

По состоянию на 31 декабря 2017 года фонд скважин месторождения Жетыбай составлял 1241 продуктивную скважину и 575 нагнетательных скважин, включая 107 новых скважин, пробуренных в 2017 году. На месторождении Жетыбай было добыто 1,2 млн. тонн сырой нефти в 2017 и 2016 годах, и 1,1 млн. тонн сырой нефти в 2015 году, что составляло 4,9%, 4,8% и 4,7%, соответственно, от общего объема сырой нефти, добытой Компанией за указанные годы. В 2017 году на продуктивных скважинах месторождения Жетыбай добывалось в среднем 3161,9 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2017 году на месторождении Жетыбай было добыто 176,5 млн. м<sup>3</sup> попутного газа, в 2016 году – 119,2 млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 115,7 млн. м<sup>3</sup> газа, что составляло 2,2% от общего объема газа, добытого Компанией в каждом из указанных лет.

Кроме месторождений Каламкас и Жетыбай, ММГ также владеет лицензиями на разведку 15 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Прикаспийском регионе. В каждом из 2017, 2016 и 2015 годов в соответствии с указанными лицензиями были проведены работы по сейсморазведке 3D, и в настоящее время соответствующие данные находятся в процессе обработки и интерпретации.

В июне 2011 года Компания приобрела 100 долю в АНС за 334 млн. долларов США. АНС, который имеет 5 дочерних предприятий, в основном занимается предоставлением услуг, включая бурение, ремонтные работы, перевозки и другие услуги для нефтедобывающих фирм в восточном Казахстане. Основным клиентом АНС является ММГ. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта АНС находится в процессе ликвидации.

### *Другие значительные продуктивные месторождения*

#### КРО

КРО является объединением независимых компаний по соглашению о совместном выполнении работ между Royal Dutch Shell (после приобретения BG Group в феврале 2016 года) (29,25%), Agip (29,25%), Chevron (18,0%), ПАО «ЛУКОЙЛ» (13,5%) и Компанией (10%). Компания владеет долей в КРО через собственное дочернее предприятие ТОО «КМГ Карачаганак». КРО разрабатывает месторождение Карачаганак, которое является одним из крупнейших в мире месторождений газа и газового конденсата и крупнейшим газовым месторождением в Казахстане. По состоянию на 31 декабря 2017 года расчетные запасы полезных ископаемых на месторождении Карачаганак составляли 8,4 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1, 26,1 млн. тонн газового конденсата категорий А+В+С1 и 83,3 млн. м<sup>3</sup> газа категорий А+В+С1, относимых на счет Компании, что составляло 1,3%, 58,7% и 17,8% от общих объемов запасов сырой нефти, газового конденсата и газа категорий А+В+С1 Компании, соответственно. Объемы оцененных запасов полезных ископаемых на месторождении Карачаганак, относимые на долю Компании, по состоянию на 31 декабря 2017 года оказались меньше объемов оцененных запасов, относимых на долю Компании, по состоянию на 31 декабря 2016 года после переоценки запасов месторождения Карачаганак в 2017 году, которая в свою очередь была проведена в результате перерасчета коэффициента извлечения.

В ноябре 1997 года члены на тот момент международного консорциума, разрабатывающего месторождение Карачаганак (BG Group, Agip, Chevron и ПАО «ЛУКОЙЛ») заключили с Правительством СРП сроком на 40 лет, которое предоставило инвестиции в размере 16 млрд. долларов США для проведения разработки месторождения. Ожидается, что Правительство будет получать 80% от делимого 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% будут переданы Компании в качестве вклада «Самрук-Қазына» после приобретения доли участия «Самрук-Қазына» в результате урегулирования арбитражного иска Правительства к участникам консорциума, которое вступило в силу с июня 2012 года. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля»*.

Месторождение Карачаганак – крупное месторождение газонефтеконденсата, расположенное в Северо-Западном Казахстане на участке приблизительно в 280 км<sup>2</sup>. Месторождение было найдено в 1979 году. Сырая нефть сорта Urals, добываемая на месторождении Карачаганак, имеет максимальную плотность 888 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы колеблется в пределах от 0 до 2,0%, средняя обводненность составляет до 1,0%.

На 31 декабря 2017 года фонд скважин на месторождении Карачаганак состоял из 115 продуктивных и 35 нагнетательных скважин, включая шесть новых скважин, пробуренных в 2017 году. Доля Компании в продукции месторождения Карачаганак в 2017 году составила 1,1 млн. тонн сырой нефти, в 2016 году – 1,0 млн. тонн и в 2015 году – 1,1 млн. тонн сырой нефти, что составляло 4,8%, 4,6% и 4,8% от общих объемов добычи сырой нефти Компании за указанные годы. Суточный дебит продуктивных скважин месторождения Карачаганак в 2017 году в среднем составил 3081,1 млн. тонн сырой нефти. В 2017 году на месторождении Карачаганак было добыто 1892,4 млн. м<sup>3</sup> газа, относимого на счет Компании, в 2016 году – 1765,9 млн. м<sup>3</sup> газа и в 2015 году – 1823,4 млн. м<sup>3</sup> газа, что составляло 23,0%, 23,9% и 25,1%, соответственно от общего объема добычи газа Компании за указанные годы. Сырая нефть, добытая на месторождении Карачаганак, распределяется между членами консорциума (включая Компанию) и реализуется через торговые предприятия, аффилированные с членами консорциума.

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. 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 десятипроцентной долей). Эта доля в 2017 году составила 17,5 млрд. тенге и по оценкам составит 35,3 млрд. тенге в 2018 году, 41,1 млрд. тенге в 2019 году, 20,3 млрд. тенге в 2020 году, 18,2 млрд. тенге в 2021 году и 17,9 млрд. тенге в 2022 году; таким образом, общий вклад Компании предположительно составит 150,3 млрд. тенге, несмотря на то, что ожидается, что такие вклады будут покрываться за счет внутренних денежных потоков проектной компании. В 2017 году Компания не несла капитальных затрат по КРО (через ТОО «КМГ Карачаганак»), так как все капитальные затраты за данный период были покрыты самим КРО.

### ***Проекты по разведке***

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 преимущественного 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 – Закон о недрах 2010 года – 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»*.

Вследствие разработанности многих месторождений, РД КМГ определил разведку в качестве своей ключевой задачи долгосрочной стратегии обеспечения стабильной добычи. Разведочное бурение проводится на месторождениях Доссор и Узень, и почти все новые геологические и геофизические работы выполняются на других нефтяных месторождениях, на которые у РД КМГ имеются Контракты на недропользование. С конца 90-х РД КМГ и его предшественники (УМГ и ЭМГ, которые были реорганизованы путем присоединения к РД КМГ в марте 2004 года) осуществляют разведку дополнительных запасов нефти в прикаспийском бассейне на участках, разработку которых ведет РД КМГ. С 2002 года РД КМГ и его правопродшественники также осуществляют разведку в Мангистауском бассейне. Бюджет на разведку РД КМГ на 2018 год составляет примерно 232,6 млрд. тенге.

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 2017 года:

Разведочная площадь	Собственник <sup>(1)</sup>	По состоянию на 31 декабря 2017 года		Кол-во разведочных скважин	% доли участия по лицензии или контракту	
		Совокупная площадь проекта (в км <sup>2</sup> )	Окончание контракта <sup>(2)</sup>		Самостоятельные операции	Совместные операции
<b>Морские</b>						
Северо-Каспийский проект .....	КСКП	5 600	2041	6	–	16,88 <sup>(3)</sup>
<i>В котором по месторождению Кашаган...</i>						
Блок Жемчужины .....	КазМунайТениз	521	2040	3	–	25,00
N Блок .....	КМГ	8 029	2018	1		75,00
Жамбыл .....	КМГ	1 935	2021	1	100	–
Сатпаев .....	КМГ	1 481	2020	2		75,00
Мертвый Култук (Устюрт) ...	КМГ			0		50,00
Исатай .....	КМГ	–	2023	0		50,00
Центральная .....	NGKC	–	2043	0		50,00
Хвалынская .....		3 199	2022	0		50,00
<b>Наземные</b>						
Урихтау .....	КМГ	286	2021	2	–	50,00
Оркен .....	КМГ	18	2021	0	100	–
Бектурлы Восточный .....	КМГ	5 600	2041	0	–	8,44 <sup>(3)</sup>
Самтыр .....	КМГ	1 420	2041	0	–	8,44 <sup>(3)</sup>
Прибрежное .....	КМГ	286	2021	2	–	50,00

Примечания:

(1) Включает прямое и косвенное право собственности.

(2) На каждую разведочную площадь имеется одна лицензия/контракт.

(3) Включая 8,44%-ную долю участия «Самрук-Қазына» в КСКП, находящуюся в доверительном управлении у Компании. После продажи 50% акций KMG Kashagan B.V. компанией Соoperatieve KazMunaiGaz U.A. в пользу «Самрук-Қазына» Компания владеет 8,44%-ной долей участия в Северо-Каспийском проекте от своего имени и 8,44%-ной долей участия по договору доверительного управления от имени «Самрук-Қазына». Компания имеет опцион на выкуп всей или части акций KMG Kashagan B.V., переданных в пользу «Самрук-Қазына». В январе 2018 года период реализации опциона на выкуп акций был продлен на период с 1 января 2020 по 31 декабря 2022 года.

(4) По состоянию на 31 декабря 2017 года в процентном отношении к обыкновенным голосующим акциям РД КМГ.

### *Значительные проекты по разведке АО «КазМунайТениз»*

#### Участок Жемчужины

Caspi Meruerty Operating Company B.V. – совместное предприятие между АО «КазМунайТениз» (25%), которое является 100%-ным дочерним предприятием Компании, Shell EP Offshore Ventures Limited (55%) и Oman Pearls Company Limited (20%). В настоящее время Caspi Meruerty Operating Company B.V. (25% по состоянию на 31 декабря 2017 года) проводит разведывательные работы на участке Жемчужный.

Участок Жемчужины включает в себя месторождения Хазар и Ауэзов, и расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория занимает площадь 521 км<sup>2</sup>. Структуры представлены в основном юрскими отложениями. Глубина вод колеблется в пределах 4-

10 м. В 2007 году партнеры СП провели двухмерную сейсморазведку и пробурили одну разведочную скважину общей глубиной 2118 м. В 2008 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину, достигнув глубины 2465 м ниже уровня моря стоимостью 65,5 млн. долларов США. В 2009 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину Хазар-2 общей глубиной 2032 м ниже уровня моря стоимостью 60,4 млн. долларов США. Все скважины оказались успешными.

В 2008-2009 годах были проведены операции по трехмерной детализационной сейсмосьемке в объеме 900 км<sup>2</sup>, охватывающие весь участок Жемчужины. В 2010 году партнеры совместного предприятия пробурили третью разведочную скважину Хазар-3 общей глубиной 2 049 м ниже уровня моря, которая оказалась успешной в получении течения нефти. Геофизические работы и почвенно-грунтовые изыскания были проведены и анализ выбуренной породы из всех шахт также был проведен, в результате которых оценочные запасы участка Жемчужины были оценены в приблизительно 25 млн. тонн. В 2011 и 2012 годах партнеры СП провели подготовительные работы по бурению четвертой скважины с проектной глубиной в 2 440 м.

В 2013 году была проведена обработка трехмерных сейсмических данных и оценка запасов, было проведено техническое обоснование и бурение трех разведочных скважин. С июля по ноябрь 2013 года была пробурена разведочная скважина Нарын-1 и оценочная скважина Ауэзов-2, и в МНГ было направлено уведомление о потенциальном обнаружении углеводородов в отношении непромышленных юрских отложений в скважине Нарын-1. Подтверждение запасов было получено от Государственного комитета по запасам в июле 2016 года. В 2016 и 2017 годах были проведены инженерно-геофизические и морские исследования на предмет разработки месторождений Каламкас-море и Хазар.

Период поисково-разведочных работ на участке Жемчужины должен был завершиться в декабре 2013 года, но после получения одобрения МНГ неоднократно продлевался, в последний раз до декабря 2019 года.

Доля АО «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2017 году составила 0,6 млрд. тенге и ожидается, что в 2018 году она составит 0,9 млрд. тенге.

#### Значительные проекты Компании по разведке

##### Проект по освоению участка «Н»

ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместным предприятием Компании (75,5% по состоянию на 31 декабря 2017 года) и N Block B.V., 100%-ного дочернего предприятия Компании (24,5% по состоянию на 31 декабря 2017 года). ТОО «Н Оперейтинг Компани» является оператором проекта участка «Н», проекта разведки и разработки участка «Н», занимающего площадь 8 209 км<sup>2</sup> (включая участок морской структуры Ракушечное 7 625 км<sup>2</sup>) и расположенном в 30 км от Актау. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке «Н» составляют 270 млн. тонн. Компания и N Block B.V. осуществляют деятельность по недропользованию на участке «Н» в соответствии с договором на разведку и добычу углеводородов от 29 декабря 2007 года в действующей редакции («**Контракт на недропользование на участке «Н»**»). Промышленное освоение участка «Н» в настоящее время приостановлено и ведутся подготовительные работы для этапа оценки по проекту разработки.

В декабре 2013 года Контракт на недропользование на участке «Н» был продлен до 29 декабря 2015 года. В декабре 2015 года девять поправок в Контракт на недропользование на участке «Н» было подписано и зарегистрировано, согласно которым период разведки был продлен до 29 декабря 2017 года. Данная поправка также предусматривает рабочую программу и бюджеты для поисковых работ, проводимых на участке «Н» в 2016 и 2017 году, также оценочные работы будут проведены на структуре Ракушечное Море в течение 2016 года на сумму до 1,9 млн. долларов США.

##### 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 2017 года 100% прав и обязательств по Контракту на недропользование на месторождении Жамбыл принадлежат Компании. ТОО «Жамбыл Петролеум» («**Жамбыл Петролеум**») является 100%-ным

дочерним предприятием АО «КазМунайТениз», дочернего предприятия 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 преимущественным правом и заключить договор добычи с Компетентным органом. Срок действия Контракта на недропользование на месторождении Жамбыл был продлен дважды и период разведки истекает 21 апреля 2018 года. В 2017 году было подготовлено дополнительное соглашение к Контракту на недропользование на месторождении Жамбыл, предусматривающее продление срока действия Контракта на недропользование до 21 апреля 2022 года. В настоящее время дополнительное соглашение находится в процессе подписания Министерством энергетики.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1935 км<sup>2</sup> и включает пять отдельных перспективных нефтяных залежей. 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 2012 году были проведены исследования грунта месторождения на дальнейшем месте работ и скважине. В 2013 году было проведено поисковое бурение на структуре Жамбыл на глубину в 2200 метров, и в мае 2013 года были обнаружены и исследованы две перспективы нефтеносности в юрских отложениях. В декабре 2013 года в Министерство нефти и газа был направлен запрос о продлении периода разведывательных работ на месторождении Жамбыл на два года, а именно, до 21 апреля 2016 года, а также о переносе срока строительства разведочной скважины с 2013 года на 2014 год. 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 Жетысу на площади 400 км<sup>2</sup>. В 2017 году были проведены работы по разведке и подготовке к этапу разведки по проекту.

Расходы Компании на разведку на месторождении Жамбыл в 2017 году составили 1,5 млрд. тенге, и ожидается, что в 2018 году такие расходы составят 2,1 млрд. тенге.

#### Проект по освоению участка Сатпаев

Совместно с ONGC Videsh Limited (Индия) («OVL»), 100% дочерним предприятием Oil and Natural Gas Corporation Limited, Компания осуществляет операции по недропользованию на участке Сатпаев в казахстанском секторе Каспийского моря («участок Сатпаев») в соответствии с контрактом на разведку и разработку углеводородов, подписанным в июне 2010 года в действующей редакции («Контракт на недропользование на участке Сатпаев»). Компании и OVL принадлежат 75% (по состоянию на 31 декабря 2017 года) и 25% акций с правом недропользования по Договору недропользование на участке Сатпаев, соответственно. Участок Сатпаев расположен в мелких водах прикаспийского бассейна Республики Казахстан, имеет площадь 1582 м<sup>2</sup> на мелководье.

В соответствии с договором совместных операций между Компанией, OVL и ТОО «Сатпаев Оперейтинг» (дочерним предприятием Компании) от 16 апреля 2011 года, оператором участка Сатпаев является ТОО «Сатпаев Оперейтинг». В соответствии с соглашением о финансировании от 16 апреля 2011 года между Компанией и OVL относительно Контракта на недропользование на участке Сатпаев, OLV согласилась финансировать подавляющую часть расходов по разведывательной деятельности, связанной с проектом, при условии, что после начала коммерческой добычи Компания вернет OVL ее долю затрат.

В соответствии с Контрактом на недропользование на участке Сатпаев первоначальный период разведки составил шесть лет. В ноябре 2015 года Компания и OVL обратились в Министерство Энергетики за первым продлением периода разведки. В июне 2016 года Министерство Энергетики, Компания и OVL подписали дополнительное соглашение к Контракту на недропользование на участке Сатпаев, который: (i) продлевает период разведки до 15 июня 2018 года; и (ii) описывает программу работ, которые должны быть проведены в течение этого периода на общую сумму 29,8

млн. долларов США. В июле 2017 года между Министерством энергетики, Компанией и OVL было подписано дальнейшее дополнительное соглашение к Контракту на недропользование на участке Сатпаев, в соответствии с которым обязательства недропользователя возросли с 29,8 млн. долларов США до 31,9 млн. долларов США в период с 2016 по 2018 годы.

В 2011 и 2012 годах были проведены геохимические работы на месте, лабораторные испытания и двухмерные сейсмические работы. В 2013 году был проведен анализ двухмерных сейсмических данных и мониторинг деятельности в отношении операционной среды. В 2015 году было завершено бурение разведочной скважины СТП-1 на участке Сатпаев. В 2016 году разведочная скважина СТП-1 была ликвидирована в соответствии с планом изоляции и ликвидации работ во время ликвидации разведочной скважины СТП-1 на структуре Сатпаев. В 2017 году были начаты работы по бурению второй разведочной скважины СТПЗ-1, имеющей проектную глубину в 3500 м и предназначенную для изучения соляного пласта. В ноябре 2017 года бурение скважины было завершено на глубине в 3505 м и были проведены геофизические исследования.

В 2017 году доля Компании в расходах на разведку на месторождении Сатпаев составила 25,5 млрд. тенге. Срок действия Контракта на недропользование на участке Сатпаев истекает 15 июня 2018 года, и он не был продлен. Соответственно, Компания в настоящее время не ожидает никаких расходов по разведке на месторождении Сатпаев в 2018 году.

#### Проект по освоению участка Исатай

Проект по освоению участка Исатай осуществляется согласно Контракту на недропользование № 4160 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**»). Площадь контрактной территории составляет 1348 м<sup>2</sup> 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.

В мае 2014 года Компания и ENI 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. В июне 2015 года Компания и ENI подписали договор относительно передачи доли в Контракте на недропользование на участке Исатай. В сентябре 2015 года Министерство энергетики предоставило Компании разрешение передать 50% доли в Контракте на недропользование на участке Исатай в пользу ENI. В октябре 2016 года Правление «Самрук-Қазына» утвердило создание ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» в качестве оператора проекта. В июне 2017 года Компания передала 50%-ную долю в Контракте на недропользование на участке Исатай в пользу ENI Issatay B.V., а в ноябре 2017 года в Контракт на недропользование на участке Исатай были внесены изменения и дополнения, отражающие такую передачу и включающие рабочую программу по проекту.

В соответствии с договором о совместной разработке между Компанией и ENI Issatay B.V. от 21 декабря 2017 года, оператором проекта по освоению участка Исатай является ТОО «Исатай Оперейтинг Компани». 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 Компания возместит ENI Issatay B.V. такие затраты.

#### Проект по освоению участка Урихтау

ТОО «Урихтау Оперейтинг» является 100%-ным дочерним предприятием Компании. ТОО «Урихтау Оперейтинг» участвует в разведочных работах на участке Урихтау по договору о деятельности между Компанией и Министерством энергетики от 5 декабря 2008 года.

Месторождение Урихтау было обнаружено в 1983 году. Начальные разведанные запасы свободного газа, газового конденсата, нефти и нефтяного газа составляли 39 815 млн. м<sup>3</sup>, 11 623 млн. тонн, 6493 тыс. тонн и 2389 млн. м<sup>3</sup>, соответственно. В 2010 году было начато бурение разведочной скважины на глубину в 4000 м в южной части месторождения Урихтау для целей доразведки горизонта КТ-1 и разведки горизонта КТ-2. В 2011 году бурение скважины U-1 на целевую глубину в 4000 м было

завершено, как и серия целевых тестов на скважине U-1. Нефть и газ добывались из трех целей и нефтегазоносностей были также найдены в горизонте КТ-2. Завершение тестовых работ на четвертой цели скважины U-1 запланировано. Кроме того, в 2012 году было завершено забуривание ствола скважины U-2 на глубину 4070 м и бурение скважины U-3 на целевую глубину 4300 м, результатом которых стало определение нефтеносных слоев в горизонте КТ-1. Дальнейшие исследования были произведены в отношении шахт U-1 и U-2. В 2013 году были проведены тестовые работы на скважинах U-3, U-4 и U-5. Бурение скважины U-5 на целевую глубину в 6000 м началось в июле 2013 года и продолжается до настоящего момента. Кроме того, в 2013 году компания получила разрешение на расширение границ геологического отвода площадью 239,95 км<sup>2</sup> до фундамента. В 2014 году возведение промышленного предприятия недалеко от вахтового поселка Жанажол на месторождении Жанажол было завершено, а также проведение исследования возможностей разработки нефтяной оторочки после завершения опытной добычи, а также интеграции разработки газоконденсатного и нефтяного месторождения после завершения опытной добычи были зарегистрированы. В 2015 году материалы опробования скважин были переданы для определения оценки запасов углеводородов на месторождениях Восточный и Южный Урихтау. Трехмерные сейсмические поисковые работы были проведены и завершены в 2015 году. В 2016 году были проведены трехмерные сейсмические исследования в отношении 234 км<sup>2</sup>, включая в восточной и Южной структурах Урихтау. В 2017 году было начато бурение скважины VU-2 на Восточном Урихтау. На основе результатов толкования 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. м<sup>3</sup> газа.

Компания в данный момент ведет обсуждения и переговоры в отношении возможностей совместной деятельности по разведке и разработке месторождения Урихтау с потенциальными партнерами по совместному предприятию. Доля Компании в расходах на поисково-разведочные работы на месторождении Урихтау составила 1,7 млрд. тенге в 2017 году и ожидается, что в 2018 году она составит 3,2 млрд. тенге.

#### Проект по освоению участка Кансу

Газовое месторождение Кансу расположено в Мангистауской области, 135 км на юго-восток от Жанаозена. После проведения разведывательных работ с 1965 года по 1968 год на месторождении Кансу началось глубокое бурение. Месторождение было обнаружено в 1970 году, однако опытно-промышленная добыча на месторождении Кансу началась только в конце 2005 года. Запасы газа в меловых отложениях месторождения Кансу по оценкам составляют от 12 до 20 млрд. кубометров. 15 ноября 2012 года Компания начала прямые переговоры с Министерством нефти и газа о приобретении прав на пользование недрами месторождения Кансу. 15 марта 2013 года Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений полезных ископаемых был согласован проект проведения разведывательных работ на месторождении Кансу, одобренный Комитетом геологии и недропользования в апреле 2013 года («**Контракт на недропользование на участке Кансу**»). 1 октября 2013 года Компания заключила контракт с Министерством нефти и газа на право проведения разведывательных работ на месторождении Кансу. В 2014 было создано ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг» в качестве оператора проекта Кансу, а Компания выступала недропользователем. В 2015 году были проведены сейсмические работы. В мае 2015 года Компания передала ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг» в пользу компании КТГ в качестве взноса в ее акционерный капитал.

30 мая 2016 года, в соответствии со второй поправкой к Контракту на недропользование на участке Кансу, Компания передала свои права недропользования по Контракту на недропользование на участке Кансу в пользу ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг», которое является 100%-ной дочерней компанией КТГ. В 2017 году были начаты работы по проектированию технической части строительства скважины R1 общей стоимостью в 10 млн. тенге.

Контракт на недропользование на участке Кансу предусматривает финансовые обязательства Компании в отношении рабочей программы, проводимой в период с 2016 по 2019 годы, на сумму 1,3 млн. долларов США. В 2017 году доля КТГ в расходах на разведку по проекту Кансу составила 1,0 млн. тенге и ожидается, что в 2018 году она составит 12,5 млн. тенге.

## Значительные проекты по разведке РД КМГ

### Проект по освоению участка Лиман

На участке Лиман в период с мая 2004 года по октябрь 2005 года РД КМГ завершил 1 180 км двухмерных сейсмических исследований, которые были обработаны и проанализированы. РД КМГ пробурил разведывательную скважину глубиной 1 688 м во второй половине 2005 года, которая не имела давления; и в 2006 году РД КМГ пробурил четыре дополнительных разведывательных скважины на участке R9, в каждой из которых не оказалось давления. В 2008 году РД КМГ произвел дополнительные двухмерные и трехмерные сейсмические исследования на территории в 550 км<sup>2</sup>. РД КМГ также провел сейсмические исследования в 2008 году на соответствующих структурах на горизонтах с глубиной, варьирующейся от 5000 м до 7000 м. После этого РД КМГ провел дополнительное трехмерное сейсмическое исследование на территории в 165 км<sup>2</sup> месторождения Новобогат Юго-Восточный. В 2011 году бурение скважины G-3 было приостановлено на глубине 1 250 м (а не на проектных 1 400 м) и на данный момент производятся тесты. Такое тестирование показало, что 36 тонн нефти в сутки может добываться из скважины G-3. Скважина G-4 была пробурена на глубину 1650 м, но была ликвидирована из-за отсутствия продуктивных коллекторов. В 2012 году две дополнительные разведывательных скважины были пробурены на месторождении Лиман до глубины 1600 м и 1400 м соответственно, и, согласно результатам трехмерного сейсмического исследования, две подсолевых скважины были также пробурены на глубину в 2500 м. В 2013 году было проведено бурение опережающей эксплуатационной скважины на целевую глубину в 1500 м, скважины Г-2 Новобогат Юго-Восточный на общую глубину в 1200 м, а также разведывательной скважины Г-5 на месторождении Новобогат Юго-Восточный на целевую глубину в 1328 м. Бурение разведывательной скважины ЭР-1 на месторождении Новобогат Юго-Восточный началось в 2013 году и продолжается до настоящего момента. Также были разработаны технические проекты на строительство разведывательных скважин на площади Новобогат ЮВ (надкарнизный) с целевой глубиной в 1500 м, а также на строительство разведывательных скважин на площади Новобогат ЮВ (подкарнизный) с целевой глубиной в 2500 м. В 2016 году было завершено бурение скважин ЭР-4 и ЭР-7. В 2017 году было завершено бурение скважины ЭР-5 и были протестированы скважины ЭР-5 и ЭР-7. Бурение скважины ЭР-8 было начато и завершено в 2018 году и в настоящее время данная скважина тестируется. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта работы на месторождении Новобогат Юго-Восточный находятся на этапе разведки и утверждение технологической схемы разработки ожидается в первой половине 2017 года. Ожидается, что работы по разведке на месторождении Новобогат Центральный будут проводиться до декабря 2019 года.

В 2017 году расходы на разведку месторождения Лиман составили 1142,7 млн. тенге. Оценка затрат на 2018 год на данный момент не доступна.

### Прочая деятельность

В апреле 2011 года РД КМГ приобрела 50% обычных акций UGL. MOL Hungarian Oil and Gas Plc и First International Oil Company владеют остальными 50%. UGL принадлежит 100% акций UOG (по состоянию на 31 декабря 2017 года), которая, в свою очередь, имеет лицензию на поисково-разведочные работы на углеводородном месторождении участка Федоровский. Участок Федоровский имеет три подсолевые скважины, пробуренные в 2012 году общей глубиной 13 500 метров, которые были временно законсервированы для дальнейшей тестовой проверки. Период тестовой проверки был продлен по причине сжигания газа. Были пробурены две дополнительные скважины на глубину 4500 м и 5200 м. В 2013 году проверка шести разведывательных скважин была завершена затоплением. В 2016 году была пробурена другая скважина на глубину 5200 м. В 2017 году РД КМГ не проводились никакие разведочные работы. Лицензия на поисково-разведочные работы в отношении Федоровского блока истекает в мае 2018 года, и Экспертная комиссия одобрила продление срока ее действия до 2021 года при условии дальнейшего утверждения. В отношении месторождения Рожковское Компания заключила контракт на добычу на Рожковском месторождении в 2015 году.

В августе 2011 года РД КМГ получил контракты на разведывательную деятельность на участках Темир, Терескен, Каратон и Саркамыс, так же как и на территории, прилегающей к месторождениям Узень и Карамандыс. Участки Темир и Терескен размещены в регионе Актобе, рядом с активами Казахойл Актобе и ТОО «Казахтуркмунай». Компания оценивает геологические ресурсы четырех участков в 1,5 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. На участке Темир в 2011 и 2012 годах

соответственно были проведены двухмерные сейсмические испытания и гравиметрическая разведка. На участке Терескен были проведены двухмерные сейсмические испытания, на основании данных которого производится дальнейшая разведывательная работа. На месторождении Каратон-Саркамыс была пробурена скважина глубиной 3000 м на структуре Кемел и была пробурена скважина глубиной 3500 м в восточной части месторождения Досмухамбетовское, обе в 2012 году. Магнитотеллурическое зондирование и трехмерные и двухмерные сейсмические исследования также были проведены на участке. На месторождении Узень-Карамандыбас на структуре Бодрай в 2012 году на общую глубину в 2200 м и были проведены тесты на четырех объектах. С того момента скважина была ликвидирована по геологическим причинам. В 2013 году, на основании геологического анализа сейсмических данных 2d на площади размером 800 км<sup>2</sup> были дополнительно проведены сейсмические работы в масштабе 3d. В 2014 году было завершено опробование 1 новой скважины НВ-1. В 2016 году РД КМГ получил разрешение от Министерства энергетики на продление периода разведки для участка Узень-Карамандыбас, структура Бодрай, до 2018 года. Была завершена обработка и толкование данных 3D сейсмической разведки куба Бирлестик, который является переработанным 3D сейсмическим кубом на участке Бирлестик на участках Каратон и Саркамыс, а также было завершено бурение НСВ-1 скважины на глубину 3818 м. В 2017 году было проведено геологическое изучение месторождений Узень и Карамандыс с анализом данных 3D сейсмических данных с целью определения местоположения скважины глубиной 6000 м. Также было проведено геологическое изучение Каратонских подсолевых отложений. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Ряд месторождений Компании являются выработанными»*.

В декабре 2011 года РД КМГ приобрел у ТОО «ГазМұнайӨнім» 100% акций АО «Карповский Северный» (сейчас KS EP) за общее вознаграждение в размере 57,3 млн. долларов США. В июле 2012 года РД КМГ заключил договор с MOL Hungarian Oil and Gas Plc о продаже 49% акций KS EP. Данная сделка была завершена в ноябре 2012 года. В июне 2017 года РД КМГ выкупил эти 49% акций обратно и, соответственно, на 31 декабря 2017 года владел 100% акций KS EP. KS EP является держателем права недропользования в отношении разведки блока Карповский Северный в Западном Казахстане. Блок занимает территорию в 1669,2 км<sup>2</sup> и Компания дает оценку, что этот блок имеет потенциальные промышленные запасы в 240 млн. баррелей нефтяного эквивалента (98 млн. газа и 142 млн. нефти и нефтяного конденсата). В 2013 году начато бурение новой скважины проектной глубиной в 5250 м. В 2014 году были завершены 3d сейсмические работы на участке площадью 732 км<sup>2</sup>, проводится анализ полевых работ. В 2016 году было опробовано 4 интервала скважины. В 2017 году работы по разведке не проводились.

Срок действия лицензии на разведку на блоке Карповский Северный истек в июне 2017 года, и в Министерство энергетики было направлено заявление с просьбой о продлении срока ее действия. Заявление было направлено с просьбой о продлении срока действия лицензии на разведку до 30 июля 2018 года, когда ожидается завершение разведочных работ. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта заявление все еще находится на рассмотрении.

См. раздел *«Контракты на недропользование»*.

### **Контракты на недропользование**

#### Лицензии и контракты Компании в отношении месторождений, расположенных на суше

С 1999 года права на добычу и разведку предоставляются на основании заключения контрактов на разведку, добычу или разведку и добычу с целью извлечения углеводородов в течение определенного периода. На 31 декабря 2017 года Компания (за исключением ассоциированных компаний) имела 58 лицензий и контрактов, в т.ч.: (i) семь контрактов на разведку; (ii) 44 контракта на добычу; и (iii) семь контрактов на совмещенную разведку и добычу. См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Общая информация»* для получения информации об условиях контрактов на разведку и добычу.

27 декабря 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах, который вступит 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 будут. При этом, это не относится к существующим Контрактам на недропользование Компании.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

См. раздел «Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Контракты на недропользование».

### Соглашения о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море

На 31 декабря 2017 года Компания, ее дочерние предприятия и совместные предприятия являлись сторонами в общей сложности пяти СРП: четырех СРП, описанных ниже, и одного СРП, стороной которого является ТШО и которое состоит из СРП и Концессионного соглашения (как описано ниже).

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции в отношении крупнейших морских месторождений Компании, на которых проводятся геологоразведочные работы, по состоянию на 31 декабря 2017 года:

Соглашение о разделе продукции	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК.....	AGIP, Total, ExxonMobil и Shell (по 16,81% каждая), CNPC (8,33%), Inpex (7,56%) и Компания (16,88%).	18 ноября 1997 г.	40 лет с даты коммерческого обнаружения	Кашаган, Каламкас-море, Кашаган юго-запад, Актоты, Кайран
СРП Жемчужины.....	КазМунайТениз (25%), Shell EP Offshore Ventures Limited (55%) и Oman Pearls Company Limited (20%)	14 декабря 2005 г.	35 лет	Месторождение Жемчужины
СРП Курмангазы <sup>(1)</sup> .....	ООО «РН-Казахстан» и КазМунайТениз (по 50% у каждого)	06 июля 2005 г.	45 лет	Участок Курмангазы
СРП Карачаганак .....	BG Group и AGIP (по 29,25% у каждого), Chevron (18%), ПАО «ЛУКОЙЛ» (13,5%) и Компания (10%).	18 ноября 1997 г.	40 лет	Месторождение Карачаганак

Примечание:

(1) Разведывательная деятельность на участке Курмангазы была остановлена в 2011 году.

### Налоги, сборы и роялти по лицензиям и контрактам

Дочерние предприятия, совместные предприятия, а также ассоциированные компании Компании обязаны уплачивать различные налоги, сборы и пошлины по своим контрактам и лицензиям, включая уплату налога на сверхприбыль. С 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (за исключением ТШО, который продолжает выплачивать роялти Государству). При этом, согласно новому Налоговому кодексу 2009 года, платежи роялти были фактически заменены налогом на добычу полезных ископаемых.

1 января 2018 года вступил в силу Налоговый кодекс 2018 года. Налоговым кодексом 2018 года внесен ряд ключевых изменений в систему налогообложения недропользователей, таких как Компания, ее дочерние предприятия, совместные предприятия и ассоциированные компании, включая установление «альтернативного налога на недропользование» и отмену бонуса коммерческого обнаружения.

См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение».

### **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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

месторождений ЭМГ. Тем не менее, длительный опыт добычи дает Компании всестороннее понимание геологии этих месторождений. Сравнительно небольшая глубина и в основном наземное расположение этих коллекторов в целом позволяют Компании добывать нефть более экономически эффективным 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.

В таблице ниже представлены основные виды деятельности, осуществляемые дочерними предприятиями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании для освоения и реабилитации месторождений в указанные периоды.

	Собственник	Скважины с применением гидроразрыва	КРС	Новые пробуренные скважины						Всего нарастающий прирост добычи (тыс. тонн)
				Продуктивные скважины			Нагнетательные скважины			
				За год, закончившийся 31 декабря			За год, закончившийся 31 декабря			
				2017 года	2016 года	2015 года	2017 года	2016 года	2015 года	
Мест. Узень .....	РД КМГ	155	989	106	156	192	46	13	37	155
Мест. ЭМГ .....	РД КМГ	9	286	44	47	53	0	0	1	9
Мест. Акшабулак .....	Казгермунай	4	12	16	22	28	0	0	0	4
Мест. Алибекмола .....	Казахойл Актобе	0	5	0	0	0	0	0	0	0

## Транспортировка

### Обзор

Компания является собственником части и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводной сети в Казахстане. На 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов общая протяженность газопроводной системы Компании составляла 14 031,0 км, а общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла 8037,0 км.

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 31 декабря 2017 года:

Трубопровод	По состоянию на 31 декабря 2017 года			Пропускная способность <sup>(1)</sup>	Основной источник газа или сырой нефти
	Километров трубопроводов	Диаметр трубопровода			
		до 0,5 м	0,5-1,4 м		
<b>Транспортировка газа</b>					
Западная трубопроводная сеть:					
Центрально-азиатская система .....	5 042,0	–	5 042,0	60,0	Россия и Казахстан (с ТШО и месторождения Карачаганак)
Уральская система .....	1 116,0	–	1 116,0	45,0	Туркменистан
Актюбинская система .....	2 659,0	9,0	2 650,0	20,0	Узбекистан
Южная трубопроводная сеть .....	2 333,0	–	2 333,0	14,0	Месторождение Акшабулак
Кызылординская трубопроводная сеть <sup>(2)</sup> ...	122,0	122,0	–	1,0	Туркменистан
Азиатский Газопровод .....	1 305,0	–	1 305,0	30,0	Казахстан
Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент .....	1 454,0	–	1 454,0	2,5	
<b>Итого:</b> .....	<b>14 031,0</b>	<b>131,0</b>	<b>13 900,0</b>	<b>172,5</b>	
<b>Транспортировка сырой нефти</b>					
Система КТО:					
Западный филиал:					
Трубопровод УАС .....	1 237,0	–	1 237,0	17,5	Западный Казахстан
Прочие трубопроводы Западного филиала .....	1 495,8	229,0	1 195,1	9,8	Западный Казахстан
Восточный филиал:					
Трубопровод Омск-Павлодар-Шымкент ..	1 861,0	–	1 861,0	24,0	Сибирь Казахстан (месторождения Кумколь и Тургай)
Прочие трубопроводы Восточного филиала .....	901,0	–	715,9	13,0	
Казахстанско-китайская система:					
Трубопровод Атырау-Кенкияк .....	448,9	–	448,9	10,0	Западный Казахстан
Трубопровод Атасу-Алашанькоу .....	962,0	–	962,0	10,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Кенкияк-Кумколь .....	794,0	–	794,0	10,0	Западный Казахстан
Система КТК:					
Трубопровод КТК <sup>(3)</sup> .....	452,0	–	452,0	28,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
<b>Итого:</b> .....	<b>8 037,0</b>	<b>229,0</b>	<b>7 665,8</b>	<b>122,3</b>	

#### Примечания:

- (1) млрд. кубометров в год для газа и млн. тонн в год для сырой нефти (в годовом исчислении).
- (2) Включает газопровод Акшабулак-Кызылорда, который соединяет месторождение Акшабулак с одной из газокompрессорных установок ИЦА в Кызылорде, используемых для транспортировки газа с месторождения Акшабулак.
- (3) Компания владеет 20,75% долей участия (по состоянию на 31 декабря 2017 года) и не является оператором Трубопровода КТК.

## Транспортировка и хранение газа

### Обзор

Согласно Закону о газе, КТГ был назначен национальным оператором для транспортировки газа. Следовательно, КТГ было предоставлено преимущественное право на закуп (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. Компания ожидает, что статус

национального оператора поможет продолжать увеличивать собственную прибыль от продажи газа конечным потребителям и сократить зависимость от газотранспортных тарифов. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ «национальным оператором» для транспортировки газа»*.

Несмотря на то, что изначально КТГ был включен в программу «Народное IPO» во время объявления программы в 2011 году, в Постановлении Правительства от 31 марта 2014 года в отношении программы «Народное IPO» он указан не был. Программа «Народное IPO» была прекращена в конце 2015 года, и на замену ей пришел Комплексный план приватизации 2016 года. В перечне компаний-кандидатов Комплексного плана приватизации 2016 года КТГ отсутствует.

В сентябре 2017 года КТГ были выпущены евробонды на совокупную основную сумму в размере 750 млн. долларов США в виде Облигаций со ставкой вознаграждения 4,375% в год и сроком погашения в сентябре 2027 года. Гарантом исполнения обязательств КТГ по евробондам выступила ИЦА. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания обязана соблюдать определенные финансовые и другие ограничительные условия»*.

11 ноября 2016 года КТГ заключил с Crude Energy International Limited договор на поставку природного газа в объеме до 0,1 млрд. м<sup>3</sup> (данный объем был впоследствии увеличен до 3,7 млрд. м<sup>3</sup>) в период с ноября 2016 года по декабрь 2018 года за общее вознаграждение в размере 301,9 млн. долларов США.

30 декабря 2016 года КТГ заключил с ПАО «Газпром» договор на поставку природного газа в объеме до 2 млрд. м<sup>3</sup> в период с января 2018 года по декабрь 2018 года за общее вознаграждение в размере 303,8 млн. долларов США.

#### *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»**). См. раздел *«Обзор»*. До декабря 2014 года КТГ осуществляла эксплуатацию газопроводной распределительной сети в Казахстане договору (**«Договор концессии»**) между ИЦА и Правительством. 5 декабря 2014 года Договор концессии был расторгнут и был подписан договор доверительного управления между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов, «Самрук-Қазына» и ИЦА. Стороны также согласовали концепцию передачи активов от государства ИЦА в форме взноса в акционерный капитал ИЦА, несмотря на то, что данная передача не была завершена.

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.

На 31 декабря 2017 года компания ИЦА эксплуатировала 8873,4 км газопроводов природного газа, 22 линейные и 4 подпорные компрессорные станции, оснащенные 300 газовыми компрессорными установками общей мощностью 2157 мВт, 198 станций распределения природного газа, а общие используемые объемы хранения природного газа составляли 4,7 млрд. м<sup>3</sup>. Преобладающая часть транспортной системы природного газа ИЦА – наземные трубопроводы диаметром 1000 мм, 1200 мм или 1400 мм.

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»*.

См. разделы *«Основные преимущества – Компания является оператором обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана»* и *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с*

деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ «национальным оператором» для транспортировки газа».

#### 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. м<sup>3</sup> 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.

#### *Проекты газопроводов*

#### Азиатский Газопровод

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. Цель Азиатского Газопровода является расширение транзитного потенциала в Китай и обслуживание рынка в южном Казахстане, который в противном случае зависит от импорта газа из Узбекистана. Общая стоимость первых двух этапов этого проекта было 6,8 млрд. долларов США. Развитие Азиатского Газопровода финансируется за счет АГП, совместного предприятия Компании (через КТГ) и CNPC (действующего через Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited). В октябре 2008 года АГП заключил договор синдицированного займа в размере 7,5 млрд. долларов США с Банком развития Китая с целью финансирования строительства первых двух этапов Азиатского Газопровода. 12 декабря 2009 года первый этап этого проекта, состоящий из трубопровода с пропускной способностью в 10 млрд. кубометров в год, был завершен. Второй этап, состоящий из трубопровода с пропускной способностью в 30 млрд. кубометров в год, был завершен в декабре 2012 года.

Дальнейшее расширение Азиатского Газопровода до производительности в 55 млрд. м<sup>3</sup> планируется осуществить при помощи третьего этапа строительства. В июле 2012 года было достигнуто соглашение между Правительством и Китаем по совместному проведению строительных работ

третьего этапа, который, по ожиданиям, будет иметь пропускную способность в 25 млрд. м<sup>3</sup> в год. В октябре 2011 года Компания заключила договор с CNPC по вопросам разработки, финансирования, проведения работ и осуществления третьего этапа постройки Азиатского Газопровода. Общая стоимость данного этапа проекта ожидается на уровне 5,2 млрд. долларов США и в декабре 2012 года АГП взял заем в размере 4,7 млрд. долларов США у Банка развития Китая для целей финансирования проведения третьего этапа работ. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий»*. Строительные работы по третьему этапу Азиатского Газопровода были начаты в ноябре 2012 года и завершение ожидается в марте 2019 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по Азиатскому Газопроводу было транспортировано 37,7 млн. м<sup>3</sup> газа. Компания не ожидает получения дивидендов от АГП до 2022 года. В 2017 году по Азиатскому Газопроводу газ был впервые экспортирован в Китай.

#### 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 ГБШ, совместным предприятием КТГ и CNPC, созданным в январе 2011 года. По завершении анализа осуществимости была названа общая оценочная стоимость проекта в 3,0 млрд. долларов США. Строительство было начато в сентябре 2011 года. В декабре 2013 года был введен в эксплуатацию первый линейный участок Газопровода Бозой-Шымкент длиной в 1143 км с пропускной способностью в 2,5 млрд. кубометров. Первый этап Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, включающий все участки части Бозой-Шымкент, был завершен в 2015 году с пропускной способностью в 6 млн. м<sup>3</sup> в год. Между 2014 и 2017 годами по Газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент было транспортировано более 9,0 млрд. кубометров газа, обеспечивая южные регионы казахстанским газом. В декабре 2016 года был завершен второй этап проекта по строительству Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, включающий линейную часть трубопровода общей протяженностью в 311,0 км. В ноябре 2017 года в эксплуатацию были введены головная компрессорная станция Бозой и линейная компрессорная станция Караозек, что повысило пропускную способность Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент до 10,0 млрд. м<sup>3</sup> в год. ИЦА объявил о том, что к концу 2019 года ожидается завершение строительства ремонтно-эксплуатационных участков, вахтового поселка и газоизмерительной станции в Бейнеу, а также телекоммуникационной системы и дорожной сети.

В октябре 2017 года Казахстан начал поставки газа на экспорт в Китай в соответствии с контрактом, заключенным между КТГ и PetroChina в отношении поставки 5 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в период между 15 октября 2017 года до 14 октября 2018 года. Общая сумма вознаграждения по данному контракту составляет 889,7 млн. долларов США. Цена экспортируемого по данному контракту газа привязана к цене сырой нефти марки Brent и определяется на ежеквартальной основе.

Между КТГ и PetroChina ведутся переговоры касательно долгосрочного договора поставки газа. В течение ближайших лет ГБШ и Компания ожидают увеличения объемов транспортировки газа в Китай, и для облегчения такой транспортировки планируют построить три новых компрессорных станции на Газопровode Бейнеу-Бозой-Шымкент в период между 2018 и 2019 годами (с расчетной стоимостью в размере 109,2 млрд. тенге). См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Капитальные затраты»*.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, по Газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент было транспортировано 3,4 млрд. м<sup>3</sup> газа.

В январе 2011 года Компания заключила соглашение о ссуде с «Самрук-Қазына» на сумму 23,3 млрд. тенге для финансирования строительства Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Компания частично выплатила данную ссуду в 2012 году, и оставшаяся часть основного долга должна быть погашена полностью в январе 2024 года. См. разделы *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – Взаимоотношения с определенными связанными сторонами»* и *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий»*.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В декабре 2012 года ГБШ заключил договор синдицированного займа на сумму 1,8 млрд. долларов США с Банком развития Китая, среди прочих, для финансирования разработки, строительства и эксплуатации участка Бозой-Шымкент Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. В феврале 2014 года были заключены обновленные кредитные договора. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

Объемы транспортировки газа

В каждом из 2017, 2016 и 2015 годов объемы международного транзита природного газа составляли подавляющую часть общих объемов транспортировки ИЦА.

В таблице ниже представлена информация касательно транспортировки природного газа через газотранспортные системы, оператором которых является ИЦА, за указанные периоды:

Трубопровод	Транзит	За год, закончившийся 31 декабря			% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2017 и 2016 гг.	% изменения между годами, закончившимися 31 декабря 2016 и 2015 гг.
		2017 года	2016 года	2015 года		
		(млрд. м <sup>3</sup> )			(%)	
<b>Трубопроводная система ИЦА:</b>						
<b>Международный транзит через территорию Казахстана:</b>						
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков .....	Российский газ	26,6	25,2	38,9	(5,8)	(35,2)
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал.....	Российский газ	14,8	11,8	14,2	(25,3)	(16,9)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы .....	Узбекский газ	5,5	4,1	3,5	(29,1)	17,1
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы .....	Туркменский газ	–	0,0	3,1	–	(100,0)
<b>Итого.....</b>		<b>46,9</b>	<b>41,1</b>	<b>59,7</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(31,2)</b>
<b>Экспорт казахстанского газа</b>						
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы .....	Газ с м/р ТШО	–	4,1	3,2	(31,6)	28,1
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы .....	Газ с м/р Кашаган и другой газ	0,4	0,3	0,3	(262,4)	10,9
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков .....	Газ с м/р Карачаганак	–	6,6	6,6	(3,2)	–
Трубопровод Уральской системы Союз/Оренбург-Новопсков .....	Газ с м/р Чинаревское	1,1	1,0	1,0	–	–
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал.....	Газ с м/р Жанажол	6,4	1,0	1,5	(52,0)	(33,3)
Трубопровод Актюбинской системы Бухара-Урал.....	Другой газ	1,0	0,3	0,2	(136,5)	50,0
Трубопровод БГР-ТБА.....	Газ с м/р Амангельды и Кашаган	1,5	0,2	0,2	(11,7)	–
<b>Итого.....</b>		<b>0,1</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
		<b>10,5</b>	<b>13,2</b>	<b>12,7</b>	<b>26,1</b>	<b>3,9</b>
<b>Внутр. транспортировка газа</b>						
Трубопроводная система ИЦА		12,9	12,3	11,5	(5,0)	7,0
Газопровод Казахстан-Китай ..		0,5	1,0	0,7	(53,5)	42,9
Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент .....		3,4	2,1	1,3	(55,8)	61,5
<b>Итого.....</b>		<b>16,8</b>	<b>15,4</b>	<b>13,5</b>	<b>8,2</b>	<b>14,1</b>

<b>Итого транспортировка газа по системе трубопроводов ИЦА.....</b>		<b>76,7</b>	<b>66,6</b>	<b>83,9</b>	<b>(14,6)</b>	<b>(20,6)</b>
<b>Совместные предприятия:</b>						
<b>Международный транзит через территорию Казахстана:</b>						
Газопровод Казахстан-Китай (АПП).....	Туркменский газ	33,6	30,1	27,7	(11,7)	8,7
Газопровод Казахстан-Китай (АПП).....	Узбекский газ	4,2	4,1	2,9	(1,0)	41,4
<b>Итого транспортировка газа совместными предприятиями .....</b>		<b>37,7</b>	<b>34,2</b>	<b>30,6</b>	<b>(10,4)</b>	<b>11,8</b>
<b>Всего.....</b>		<b>118,2</b>	<b>100,8</b>	<b>111,6</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(13,4)</b>

Основным клиентом ИЦА является ПАО «Газпром», на долю которого пришлось 28,8%, 43,9% и 57,2% платежей за транспортировку газа, полученных ИЦА в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно. ИЦА первоначально оказывала газотранспортные услуги ПАО «Газпром» на основании двух контрактов: Контракта на транзит туркменского/узбекского газа («**Контракт на транзит туркменского/ узбекского газа**»), в котором предусмотрены объемы транспортировки туркменского и узбекского газа за фиксированную плату в Россию, и Контракта на транзит российского газа, в котором предусмотрены согласованные объемы транспортировки газа между газовыми месторождениями в западном Казахстане и ОГПЗ на юго-западе России. Эти контракты были заключены в январе 2011 года на период пять лет и заменяли предыдущие контракты, действующие между сторонами с 2005 года. Контракт на транзит туркменского/узбекского газа был заключен по принципу фиксированной стоимости вне зависимости от объема, в соответствии с которым ПАО «Газпром» обязан оплатить не менее 80% от объемов по фиксированной стоимости, независимо от того, какой объем будет фактически заказан ПАО «Газпром» для транспортировки по сетям ИЦА.

С 2017 года ПАО «Газпром» и ИЦА заключают контракты на предоставление услуг по транспортировке газа на ежегодной основе. В соответствии с контрактом на 2018 год, в нем отсутствуют определенные объемы «транспортируй или плати» и оплата основывается на транспортируемых объемах газа. Контракт 2017 года был заключен на таких же условиях.

Объем природного газа из Казахстана, экспортируемый через систему транспортировки природного газа ИЦА, составил 16,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2017 году, 13,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 году и 12,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2015 году.

#### *Компрессорные станции, газораспределительные станции и резервуары хранения*

Природный газ прокачивается по трубопроводам под высоким давлением, что требует наличия вдоль трубы компрессорных станций через определенные интервалы для обеспечения движения природного газа. ИЦА имеет 22 линейные и четыре вспомогательные компрессорные станции, которые расположены на расстоянии в 200-250 км друг от друга. В некоторых трубопроводах направление потока может быть изменено посредством переключения закачки-откачки на компрессорных станциях.

На 31 декабря 2017 года ИЦА эксплуатирует 122 станции распределения природного газа, которые используются для снижения давления, доставки природного газа до трубопроводов клиента, очистки газа, закачки одоранта и измерения объема природного газа. Большая часть таких станций была построена 30-35 лет назад. ИЦА установила дополнительные газовые счетчики, изготовленные в соответствии с международными требованиями, с целью улучшения собираемости доходов, а также осуществляет постоянное техобслуживание и общий ремонт станций.

ИЦА также эксплуатирует три подземных резервуара хранения природного газа на юге и юго-востоке Казахстана общей емкостью хранения 4,7 млрд. м<sup>3</sup>.

Для облегчения планируемого увеличения объемов транспортировки газа в Китай по Газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент, на данном газопроводе планируется построить три новые компрессорные станции. См. раздел «Проекты газопроводов – Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент».

#### *Тарифы на транспортировку газа*

Согласно Закону «О естественных монополиях» (№ 272-І от 9 июля 1998 года), и до декабря 2014 года согласно Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Комитетом по естественным монополиям. По Договору концессии Казахстан согласился с тем, что ИЦА вправе беспрепятственно вести переговоры, определять и согласовывать международные транспортные тарифы со своими контрагентами по международному транзиту без осуществления регулирования со стороны Комитета по естественным монополиям.

5 декабря 2014 года Договор концессии был расторгнут и был подписан договор доверительного управления между Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан, «Самрук-Қазына» и ИЦА, согласно которому ИЦА был назначен в качестве доверительного управляющего системой трубопроводов. Договор доверительного управления не регулирует тарифы, взимаемые ИЦА, которые должны устанавливаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана.

Предыдущее законодательство Казахстана предусматривало, что тарифы на транспортировку газа на экспорт и внутри страны утверждались Комитетом по естественным монополиям. В мае 2015 года, однако, был сделан ряд поправок к Закону «О естественных монополиях». Эти поправки, среди прочего, отменяют государственное регулирование тарифов на экспорт. Соответственно Комитетом по естественным монополиям регулирует только тарифы на транспортировку газа внутри страны.

#### Международные тарифы

В 2017, 2016 и 2015 годах международные тарифы составляли соответственно 87,80%, 88,90% и 86,89% от общего дохода ИЦА.

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 доход от транспортировки газа из тарифов, взимаемых ею с международных клиентов по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через трубопроводные системы, оператором которых является ИЦА. В 2017, 2016 и 2015 годах тариф на международный транзит составлял 2,0 долл. США, 1,7 долл. США и 1,7 долл. США за транспортировку 1000 м<sup>3</sup> газа по газопроводу на каждые 100 км, соответственно.

9 июля 2014 года в соответствии с контрактом между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку газа был увеличен с 2,80 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1000 м<sup>3</sup> природного газа до 3,00 долл. США за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1000 м<sup>3</sup> природного газа, добытого ТШО. 20 апреля 2016 года в соответствии с контрактом между КТГ и ТШО тариф на международную транспортировку газа был увеличен с 3,00 долларов США за 1000 м<sup>3</sup> природного газа на каждые 100 км до 5,00 долларов США за 1000 м<sup>3</sup> природного газа, транспортируемого на каждые 100 км для экспорта природного газа, добытого ТШО. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта после 20 апреля 2016 года дальнейшие изменения в тарифы на международную транспортировку газа внесены не были.

В 2017 году тарифы на транзитную транспортировку газа по территории Казахстана для ПАО «Газпром» были снижены с 2,40 долл. США за 1000 м<sup>3</sup> в 2016 году до 1,60 долл. США за 1000 м<sup>3</sup> в 2017 году.

#### 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. Однако за последние три года Комитет по естественным монополиям в рабочем порядке осуществлял пересмотр тарифов для газа по запросу ИЦА, и в 2011 году было достигнуто значительное увеличение тарифов ИЦА, однако с 2014 года Комитет по естественным монополиям не вносил изменения в тарифы по транспортировке газа внутри страны.

В каждом году, закончившемся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составляли 1380 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1000 м<sup>3</sup> природного газа для коммунальных предприятий, занятых в производстве тепловой энергии.

Комитетом по регулированию естественных монополий были установлены следующие действующие тарифы на транспортировку товарного газа: (i) 2,2 млн. тенге за 1000 кубометров (без учета НДС) для ИЦА (с 1 января 2017 года); (ii) 3,5 млн. тенге за 1000 кубометров (без учета НДС) для Азиатского Газопровода (с 1 марта 2016 года); и (iii) 18,1 млн. тенге за 1000 кубометров (без учета НДС) для Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (с 1 марта 2016 года).

ИЦА также оказывает услуги по хранению газа в подземных хранилищах. Цены на эти услуги регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий.

### ***Транспортировка сырой нефти***

#### *Обзор*

Через свое дочернее предприятие КТО, Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 31 декабря 2017 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 7585 км, 5377 км из которых принадлежат КТО на праве собственности. Компания транспортировала 61,0 млн. тонн, 56,6 млн. тонн и 58,5 млн. тонн сырой нефти по своей трубопроводной сети (включая Батумский морской экспортный терминал) в 2017, 2016 и 2015 годах, соответственно. В декабре 2012 года «Самрук-Қазына» продал приблизительно 9,99%-ную долю участия в КТО частным инвесторам в Казахстане в рамках государственной программы «Народное IPO» для стимуляции внутреннего рынка ценных бумаг и предоставления общественности возможности иметь прямую долю в нефтяном и газовом достоянии Казахстана. Торговля акциями КТО на KASE началась 25 декабря 2012 года. Это было первое открытое размещение ценных бумаг в рамках программы «Народное IPO».

#### *Трубопроводная система КТО*

КТО 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 трубопровод ККТ (Казахстанско-китайский трубопровод), 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 2017 года сеть трубопроводов КТО состояла из 5377 км труб диаметром от 0,5 м до 1,8 м. За год, закончившийся 31 декабря 2017 года трубопроводная сеть КТО транспортировала 46,3 млн. тонн сырой нефти.

В таблице ниже представлена определенная информация по объемам транспортировки нефти за указанные периоды:

Транспортные предприятия	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	(млн. тонн)		
<b>Трубопроводы КТО</b>			
Трубопровод УАС .....	15,9	15,0	15,7
Другие трубопроводы Западного филиала, транспортирующие до:			
Атырауского НПЗ .....	4,6	4,7	4,8
Морского порта Актау.....	1,2	2,2	2,9
Трубопровода КТК .....	2,9	3,0	2,8
Трубопровода Атасу-Алашанькоу .....	12,3	10,1	11,8
Шымкентского НПЗ .....	4,7	4,5	4,5
ПНХЗ .....	4,7	4,6	4,8
<b>Итого.....</b>	<b>46,3</b>	<b>43,8</b>	<b>47,5</b>
<b>Совместные предприятия</b>			
<i>Казахстанско-Китайский трубопровод:</i>			
<i>МунайТас:</i>			
Трубопровод Кенкияк-Атырау <sup>(1)</sup> .....	1,9	2,3	1,9
<i>Батумский морской экспортный терминал<sup>(2)</sup>:</i> .....	2,1	3,4	3,6
<b>Итого.....</b>	<b>12,2</b>	<b>12,8</b>	<b>13,5</b>
<b>Итого транспортировка сырой нефти .....</b>	<b>58,5</b>	<b>56,5</b>	<b>61,0</b>

Примечания:

(1) Показана пропорциональная загрузка трубопровода КТО, на 51% принадлежащего КТО (по состоянию на 31 декабря 2017 года).

(2) Как определено ниже.

Сокращение общих объемов транспортировки сырой нефти между 2015 и 2017 годами объясняется, в первую очередь, сокращением объемов поставок нефти морским путем, что в свою очередь явилось результатом перенаправления нефтяных танкеров в Махачкалу и Баку.

КТО инвестировал в модернизацию своей трубопроводной системы 52,8 млрд. тенге в 2017 году, 42,9 млрд. тенге в 2016 году и 78,1 млрд. тенге в 2015 году. В 2018 году КТО планирует инвестировать 47,6 млрд. тенге.

Кроме этого, КТО инвестировала 2,6 млрд. тенге в 2016 году и 2,5 млрд. тенге в 2015 году. Такое усовершенствование и увеличение мощности нацелено на поддержание существующих уровней транспортировки нефти через трубопроводную систему КТО.

#### Западный филиал

На 31 декабря 2017 года Западный филиал состоял из 2626 км магистральных нефтепроводов, 1975 км магистральных водоводов и 24 НПЗ, 7 станций предварительного подогрева, 60 печей и нефтебазы общей складской емкостью 865 000 м<sup>3</sup>, включая резервуары для хранения воды емкостью 161 100 м<sup>3</sup>.

В 2017 году через Западный филиал было перекачано 29,6 млн. тонн сырой нефти и конденсата, или 34,3% 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 130,4 млрд. тенге, что составляет 62,0% от общего дохода КТО за 2017 год.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узенья (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 2017 года годовая пропускная способность казахстанского участка трубопровода УАС составляла 3,4 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.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Другие подсистемы Западного филиала включают трубопровод Каламкас-Каражанбас-Актау, трубопровод Узень-Жетыбай-Актау и трубопровод Жанажол-Кенкияк.

### Восточный филиал

На 31 декабря 2017 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 м<sup>3</sup>.

В 2017 году через Восточный филиал было перекачано 22,0 млн. тонн сырой нефти и конденсата, что составляет 25,5% 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 54,5 млрд. тенге, что составляет 26,0% от общего дохода КТО за 2017 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-Китайский Трубопровод

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.

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

3 декабря 2001 года КТО и CNPC E&D учредили СП «МунайТас», в котором КТО принадлежит 51% доля участия (по состоянию на 31 декабря 2017 года), а CNPC E&D – 49% доля участия. МунайТас является собственником, а КТО – оператором трубопровода Кенкияк-Атырау.

Трубопровод Кенкияк-Атырау был введен в эксплуатацию в марте 2003 года. На 31 декабря 2017 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 2017 году объем фактической транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составил 1,9 млн. тонн против 2,3 млн. тонн и 1,9 млн. тонн в 2016 и 2015 годах, соответственно. Сокращение объемов прокачки сырой нефти в 2017 году по сравнению с 2016 годом главным образом объясняется сокращением объемов добычи на месторождениях в Актюбинской области и соответствующим ростом объемов внутренней транспортировки сырой нефти вместо экспорта. В настоящее время перекачка осуществляется в направлении Атырау из Кенкияка, что позволяет нефтедобытчикам Актюбинской области получить доступ к КТК, УАС или иным трубопроводным подключениям в Атырауской области. В связи с завершением строительства второго этапа трубопровода Кенкияк-Атырау, которое, как ожидается, состоится в конце 2018 года, предполагается изменение направление потока трубопровода Кенкияк-Атырау на обратное (и увеличение мощности трубопровода до 12 млн. тонн сырой нефти в год) для перекачки нефти из Атырауской и Актюбинской областей в Китай.

### Трубопровод Атасу-Алашанькоу

В 2004 году КТО и CNODC создали ККТ, в котором каждому из КТО и CNODC 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 2017 года пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 20 млн. тонн сырой нефти

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

в год. В 2017 году объем транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составил 12,3 млн. тонн. На 31 декабря 2017 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.

Четырнадцать компаний поставляют нефть по трубопроводу Атасу-Алашанькоу. В марта 2017 года КТО объявил о том, что с момента открытия трубопровода Атасу-Алашанькоу по нему было транспортировано 100 миллионов 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 2017 года протяженность трубопровода составляла 794,0 км, а его пропускная способность – 9,2 млн. тонн сырой нефти в год. В 2017 году через трубопровод Кенкияк-Кумколь было транспортировано 5,2 млн. тонн сырой нефти. Согласно вышеупомянутой договоренности между Компанией и CNODC, 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.

### 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).

### Трубопровод 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 2017 года Республика владела 19%-ной долей (которой от имени Правительства владеет Компания), а Kazakhstan Pipeline Ventures LLC (дочерняя компания 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 2017 года общая протяженность Трубопровода КТК составляла 1511 км. В 2017 году КТК перекачал через

Трубопровод КТК 55,1 млн. тонн сырой нефти и конденсата, включая 49,6 млн. тонн сырой нефти и конденсата, произведенных в Казахстане.

Только акционеры КТК имеют права на объемы прокачки по Трубопроводу КТК, которые включают в себя преимущественные права на определенные объемы прокачки и дополнительные права на резервные мощности, т.е. право использования трубопроводных мощностей, не используемых другими акционерами. Преимущественные права и дополнительные права на резервные мощности в отношении Трубопровода КТК распределяются по соглашению акционеров КТК, и такое распределение не обязательно производится пропорционально доли участия в совместном предприятии.

В 2008 году Компания и РД КМГ заключили Сервисное соглашение («Сервисное соглашение»). В рамках данного Сервисного соглашения с Компанией РД КМГ получил права на все объемы прокачки через Трубопровод КТК, имеющиеся у Компании и Правительства, с тем, чтобы обеспечить возможность для РД КМГ поставлять как минимум 5 млн. тонн сырой нефти в год до тех пор, пока Компании будет принадлежать не менее 30% участия в РД КМГ. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта Сервисное соглашение не имело силу. См. разделы «Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – Взаимоотношения между Компанией и РД КМГ – Сервисное соглашение» и «Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения РД КМГ – Владение и обратный выкуп РД КМГ».

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 МЭМР (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.

#### 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) («**Батумский морской экспортный терминал**»). 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 2017 года), которое является оператором морского порта в г. Батуми (Грузия) («**Батумский порт**» и вместе с Батумским морским экспортным терминалом – «**Батумский порт и нефтяной терминал**»). 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 2017 года, через Батумский нефтяной терминал было перевалено 12,2 млн. тонн сырой нефти по сравнению с 12,8 млн. тонн сырой нефти и 13,5 млн. тонн сырой нефти в 2015 и 2016 годах, соответственно. Сокращение объема сырой нефти, транспортированной через Батумский нефтяной терминал в 2017 году, на 0,6 млн. тонн или 3,9% по сравнению с 2016 годом главным образом объясняется повышением ставки акцизного сбора, примененного к светлым нефтепродуктам, импортируемым из Грузии, с 1 января 2017 года, а также перенаправлением определенной части грузов в порт Кулеви.

#### 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.

#### АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот»

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, Казмортрансфлотом было транспортировано по морю 7,0 млн. тонн сырой нефти, из которых 2,5 млн. тонн сырой нефти было транспортировано по Каспийскому морю, 3,0 млн. тонн сырой нефти было транспортировано по Черному морю и 1,4 млн. тонн сырой нефти было транспортировано по Средиземному морю. В 2017 году объемы перевозок сырой нефти по Черному морю и по Средиземному морю возросли на 56 тыс. тонн и 209 тыс. тонн, соответственно, что согласуется с ростом объемов добычи сырой нефти Компанией.

#### 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.

В июне 2014 года в Закон «О естественных монополиях» были внесены изменения, в соответствии с которыми монополия компания, такая как КТО, была обязана предоставить регулируемые услуги

по максимальному тарифу, утвержденному соответствующим уполномоченным органом. В декабре 2014 года КТО подала заявление в уполномоченный орган о пересмотре тарифов на все регулируемые услуги. В мае 2015 года был принят еще ряд поправок к Закону «О естественных монополиях», которые отменяют государственное регулирование тарифов на экспорт и транзит сырой нефти по магистральному трубопроводу. Соответственно, 26 июня 2015 года КТО утвердила следующие тарифы на экспорт сырой нефти: (i) 5 817,2 тенге за тонну на 1000 км (без НДС); и (ii) 1 727,1 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) для сырой нефти, экспортируемой по трубопроводу Туймазы-Омск-Новосибирск-2.

21 августа 2015 года Комитет по естественным монополиям утвердил следующие максимальные тарифы для транспортировки нефти внутри страны для КТО: 3 225,04 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с октября 2015 года; 3 547,46 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2016 года; 3 902,13 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2017 года; 4 292,40 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2018 года; и 4 721,72 тенге за тонну на 1000 км (без НДС) с января 2019 года.

1 марта 2017 года Министерство энергетики, в качестве Компетентного органа, и в соответствии с договором между Казахстаном и Китаем, утвердило тариф для транспортировки российской сырой нефти в Китай в размере 11,36 долларов США за 1 метрическую тонну (без учета НДС).

#### Транспортировка и продажа сырой нефти – РД КМГ

Нефть, добываемая РД КМГ, транспортируется через: (i) трубопровод УАС до Атырауского НПЗ; (ii) трубопровод УАС в российскую транспортную систему ПАО «Транснефть» для дальнейшей перекачки до черноморских портов или трубопровода Дружба и далее до портов Балтийского моря, Центральной и Восточной Европы и (iii) Трубопровод КТК до экспортного морского терминала Южная Озереевка, расположенного на Черном море недалеко от российского порта Новороссийск.

РД КМГ экспортировал 69,2%, 58,9% и 55,7% от общих объемов добычи собственной сырой нефти за годы, закончившиеся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов, соответственно.

В следующей таблице приведены данные по объемам продаж сырой нефти РД КМГ по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
		(тыс. тонн)	
<b>Трубопровод КТК</b>			
Новороссийск.....	2 288	2 149	1 850
Трубопровод УАС.....	3 412	2 797	2 797
<b>Итого экспорт.....</b>	<b>5 700</b>	<b>4 946</b>	<b>4 647</b>

#### Транспортировка и продажа сырой нефти – ТШО

Нефть, добываемая ТШО, транспортируется: (i) через Трубопровод КТК до экспортного морского терминала Южная Озереевка (Черное море, недалеко от российского порта Новороссийск); (ii) по железной дороге до украинских экспортных терминалов; и (iii) по железной дороге через морской порт Актау до Трубопровода БТД и Батумского морского экспортного терминала, расположенного в Батумском порту.

ТШО было отгружено через Трубопровод КТК 28,8 млн. тонн нефти за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, 27,3 млн. тонн нефти за год, закончившийся 31 декабря 2016 года и 25,7 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Ежегодный прирост в 2017, 2016 и 2015 годах связан с увеличением добычи сырой нефти на ТШО, главным образом в результате расширения трубопровода КТК. Ожидается, что Трубопровод КТК будет оставаться основным экспортным маршрутом для транспортировки сырой нефти ТШО. В конце 2009 года было достигнуто соглашение об увеличении мощности Трубопровода КТК с имеющихся 33 млн. тонн в год до 67 млн. тонн в год, включая до 52,5 млн. тонн в год нефти и конденсата, добытых в Казахстане. Строительные работы по расширению Трубопровода КТК были завершены в октябре 2017 года. См. раздел «Транспортировка сырой нефти – Трубопроводная система КТО – Трубопровод КТК».

ТШО также ведет отгрузку нефти с использованием расширенных нефтеналивных ж/д эстакад и ж/д экспортных мощностей, которые были введены в эксплуатацию в 2007 году и предназначены для

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

транспортировки дополнительных объемов добычи Тенгиз до расширения мощности КТК. Также рассматриваются другие альтернативы расширения экспортных возможностей.

ТШО экспортирует 100% добытой сырой нефти, транспортировка которой осуществляется главным образом через Трубопровод КТК. В следующей ниже таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ТШО по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Трубопровод КТК:.....	28 753,0	27 283,0	25 662,0
Трубопровод БТК.....	–	–	1 602,0
Трубопровод УАС.....	–	–	53,3
Ж/д транспортировка на Украину и Батуми.....	–	29,0	246,5
<b>Всего экспорт.....</b>	<b>28 753,0</b>	<b>27 312,0</b>	<b>27 564,0</b>

Кроме того, ТШО транспортирует: (i) сжиженный газ по ж/д потребителям в регионе СНГ, на экспортные объекты СНГ на Черном море и в определенные европейские страны для экспорта за пределы региона СНГ; (ii) сухой газ по трубопроводам ИЦА в пределах Казахстана для бытового использования и на экспорт; и (iii) серу по ж/д через или по территории Казахстана в Россию, Китай, Украину и различные Балтийские экспортные терминалы для последующего экспорта.

### Транспортировка и продажа сырой нефти – РКІ

Нефть, добываемая РКІ, транспортируется: (i) по 2 боковым трубопроводам в Каракоин, где они подключаются к Восточному филиалу КТО, который транспортирует нефть до Шымкентского НПЗ; (ii) по Трубопроводу Кумколь-Джусалы до нефтеналивного ж/д терминала Джусалы; (iii) по ж/д из Джусалы до морского порта Актау и далее через Каспийское море и Азербайджан в Баку и до порта Батуми; (iv) по ж/д из Джусалы до участка Атырау-Самара Трубопровода УАС и далее по трубопроводу в Одессу или Западную Европу; (v) по ж/д из Атасу и Текесу в Китай; (vi) по ж/д из Текесу в Узбекистан и Иран, (vii) через Трубопровод Атасу-Алашанькоу в Китай и (viii) по ж/д из Текесу через Туркменистан, Каспийское море и Азербайджан в Баку и до порта Батуми.

За годы, закончившийся 31 декабря 2017, 2016 и 2015 годов РКІ экспортировала соответственно 24,9%, 34,8% и 34,7% от всей своей добытой сырой нефти. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти РКІ по регионам за указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	<i>(тыс. тонн)</i>		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	775	1 212,0	1 488,3
Ж/д транспортировка из Джусалы в Актау.....	0	0	0
Ж/д транспортировка из Атасу до			
Трубопровода КТК.....	0	0	0
Узбекистана.....	35	72,3	0
<b>Всего экспорт.....</b>	<b>810</b>	<b>1 284,3</b>	<b>1 488,3</b>

## Переработка, маркетинг и сбыт

### *Реализация и распространение газа*

Компания осуществляет реализацию и сбыт своего природного газа через КТГ (и, в свою очередь, КТГ Аймак) и через КазРосГаз, одно из совместных предприятий Компании.

### КТГ и КТГ Аймак

КТГ был создан в соответствии с Постановлением Правительства №173 от 5 февраля 2000 года. В соответствии с Законом о газе, КТГ был назначен «национальным оператором» по транспортировке газа. КТГ владеет розничной распределительной сетью Компании. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Правительство назначило КТГ «национальным оператором» для транспортировки газа.*».

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

КТГ продает газ в пользу КТГ Аймак, который продает его далее конечным потребителям через свою газораспределительную сеть. КТГ Аймак является 100%-ным дочерним предприятием КТГ.

### КазРосГаз

КазРосГаз был учрежден на основании международного соглашения между правительствами Казахстана и России «О сотрудничестве в газовом секторе» от 28 ноября 2001 года. Компании (по состоянию на 31 декабря 2017 года) и ПАО «Газпром» принадлежит по 50% доли участия в КазРосГазе.

КазРосГаз занимается закупкой и сбытом газа с месторождения Карачаганак в Западном Казахстане. Газ с этого месторождения в основном транспортируется до российской границы и далее через транспортную систему ПАО «Газпром» на рынки ЕАЭС и других зарубежных стран.

КРО является одним из крупнейших поставщиков газа КазРосГаза. Реализация газа КРО КазРосГазу регулируется договором купли-продажи, который, в соответствии с его условиями и дополнительным соглашением к нему, действителен до января 2038 года.

В таблице ниже показаны источники поставок газа КазРосГаза на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
		(млн. м <sup>3</sup> )	
Карачаганак (сухой газ) .....	7 509,8	7 643,9	7 539,2
КТГ .....	–	–	–
Другое.....	–	–	–
<b>Итого.....</b>	<b>7 509,8</b>	<b>7 643,9</b>	<b>7 539,2</b>

В таблице ниже указаны пункты назначения газораспределения КазРосГаза на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
		(млн. м <sup>3</sup> )	
Экспорт .....	6 360,4	6 573,9	6 599,2
<i>В том числе свои операции.....</i>	<i>4 557,8</i>	<i>4 770,4</i>	<i>4 476,9</i>
Внутренний рынок .....	1 149,4	1 070,0	940,0
<b>Итого.....</b>	<b>7 509,8</b>	<b>7 643,9</b>	<b>7 539,2</b>

### **Переработка**

#### *Присоединение КМГ-ПМ*

До декабря месяца 2017 года КМГ-ПМ являлся основным предприятием Компании по переработке, маркетингу и сбыту. 30 ноября 2017 года было утверждено совместное решение акционеров Компании и акционеров КМГ-ПМ о слиянии КМГ-ПМ с Компанией с целью повышения эффективности и устранения дублирования функций и обязанностей. Слияние вступило в силу 1 декабря 2017 года в соответствии с нормами Гражданского кодекса Республики Казахстан. Совместным решением акционеров было предусмотрено расширение основных видов деятельности Компании, перечисленных в ее уставе, за счет включения, в том числе, таких видов деятельности, как переработка сырой нефти, эксплуатация сетей автозаправочных станций и торговля сырой нефтью и нефтепродуктами Компании. В результате слияния Компания владеет значительной или контрольной долей участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана: Атырауском НПЗ, ПНХЗ и (через Valseira Holdings B.V.) Шымкентском НПЗ.

#### *Реализация сырой нефти*

С 1 мая 2012 года РД КМГ экспортировал добываемую им сырую нефть напрямую. РД КМГ продает большую часть своей сырой нефти в пользу KMG International. Основные клиенты Компании находятся в Китае, Нидерландах, Италии и Румынии, и в последние годы ее клиентская база не претерпела значительных изменений.

*Перерабатывающие предприятия*

На 31 декабря 2017 года Компании принадлежала 99,53%-ная доля участия в Атырауском НПЗ, 100,0%-ная доля участия в ПНХЗ; 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 2017 года общая фактическая нефтеперерабатывающая мощность этих НПЗ составляла 16,1 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, совместное предприятие Компании на Шымкентском НПЗ заложило в бюджет в общей сложности 2094,3 млн. долларов США (657,9 млрд. тенге) капиталовложений в работы по улучшению Шымкентского НПЗ, которые были частично выполнены в 2017 году и должны быть полностью завершены в 2018 году.

Ожидается, что текущие и недавно завершенные проекты модернизации улучшат коэффициенты загрузки, прибыльность и качество нефтепродуктов на НПЗ, а также помогут 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.

Атырауский НПЗ, ПНХЗ и Шымкентский НПЗ включены в список целевых компаний в соответствии с Комплексным планом приватизации 2016 года. Однако, после слияния КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года и решения Государственной комиссии по вопросам модернизации экономики Республики Казахстан от 2 декабря 2017 года Правительство приняло Постановление от 10 марта 2018 года об исключении указанных НПЗ из такого списка. Если они все же будут приватизированы, это предполагается сделать в контексте первоначального открытого размещения или приватизации Компании.

См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Результат проведения дальнейших экономических рыночных реформ остается неясным».

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 2017 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 20 548 тонн сырой нефти в сутки, а фактическая мощность составляет 5,1 млн. тонн сырой нефти в год. В 2017 году на заводе было произведено 4,2 млн. тонн нефтепродуктов, что составляет 32,2% от общего объема нефти, переработанного в Казахстане в 2017 году. Кроме того, на данном НПЗ было произведено 43,4% бензина, 35,5% дизельного топлива и 19,7% мазута от общих объемов, произведенных в Казахстане в 2017 году.

ПНХЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Комитетом по естественным монополиям. Комитет по естественным монополиям разрешил ПНХЗ повысить тарифы за переработку с 8 641,64 тенге за тонну в 2015 году до 14 895,0 тенге за тонну в 2016 году и далее до 15 428,0 тенге за тонну в 2017 году, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки.

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 2009 году Компанией был подписан меморандум о взаимопонимании с Eni S.p.A. на разработку ТЭО к проекту реконструкции и модернизации ПНХЗ. 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 также ожидается возобновление производства авиационного топлива на ПНХЗ в 2018 году после получения соответствующих лицензий. Авиационное топливо не производилось на ПНХЗ с 2015 года. Общая стоимость проекта модернизации составила 895,5 млн. долларов США (252,1 млрд. тенге). Подробности касательно финансирования 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 данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, произведенных на ПНХЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года (тысячи тонн)	2015 года
Бензин.....	1 280,7	1 224,7	1 248,8
Дизельное топливо .....	1 413,6	1 524,3	1 457,3
Авиационное топливо .....	–	–	10,7
Мазут.....	599,9	560,1	822,1
Другие продукты.....	927,5	727,0	787,8
<b>Итого.....</b>	<b>4 221,7</b>	<b>4 036,1</b>	<b>4 326,8</b>

### 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 и фактическая мощность переработки Атырауского НПЗ составляет 5,0 млн. тонн сырой нефти в год.

В 2017 году Атырауский НПЗ переработал 4,7 млн. тонн сырой нефти, что составило 31,8% от общих объемов нефти, переработанной в Казахстане за год, закончившийся 31 декабря 2017 года. Кроме того, Атырауский НПЗ произвел 21,8% бензина, 34,1% дизельного топлива и 49,0% мазута от всех объемов, произведенных в Казахстане в 2017 году. В 2017 году Атырауский НПЗ произвел всего 4,5 млн. тонн переработанных нефтепродуктов. На Атырауском НПЗ в основном перерабатывается давальческая нефть от РД КМГ, для которой тариф за переработку устанавливает Комитет по естественным монополиям. Комитет по естественным монополиям разрешил Атыраускому НПЗ повысить тарифы за переработку с 1 апреля 2017 года с 20 501,0 тенге за тонну до 24 512,0 тенге за тонну, а с 1 января 2018 года – до 31 473,0 тыс. тенге за тонну. Этот тариф остается неизменным на дату настоящего Базового Проспекта, что положительно отразилось и продолжает отражаться на доходе от переработки.

В октябре 2009 года Атырауский НПЗ заключил договор с Sinoprec Engineering на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов и более глубокой переработке нефти на базе Атырауского НПЗ, финансирование которого будет включать в себя строительство установки каталитического реформинга, установок по производству бензола и параксилола, а также внеплощадочных сооружений. В декабре 2011 года были также заключены контракты на строительство комплекса по более глубокой переработке нефти «под ключ». Проект модернизации был завершен в декабре 2017 года. 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. Для получения более подробной информации о финансировании проекта модернизации смотрите раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства – Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних предприятий».

В таблице ниже представлены данные по первоначальному ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года (тысячи тонн)	2015 года
Бензин.....	643,5	642,9	604,7
Дизельное топливо .....	1 356,3	1 390,9	1 207,3

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Авиационное топливо .....	23,6	19,7	20,6
Мазут.....	1 494,7	1 361,7	1 649,7
Другие продукты.....	963,7	1 075,9	1 043,0
<b>Итого.....</b>	<b>4 481,8</b>	<b>4 491,2</b>	<b>4 525,4</b>

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 2017 году на Шымкентском НПЗ было переработано 4,7 млн. тонн сырой нефти, что составляло 31,5% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за 2017 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 34,8% от общих объемов бензина, 30,4% от общих объемов дизельного топлива и 31,3% от общих объемов мазута, произведенного в Казахстане в 2017 году.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Комитетом по естественным монополиям. В августе 2012 года Комитет по естественным монополиям разрешил Шымкентскому НПЗ повысить тариф за переработку с 3100 тенге за тонну до 4975 тенге за тонну, а в июле 2014 года было получено разрешение на дальнейшее повышение тарифа с 4975 тенге за тонну до 11 454 тенге за тонну.

В октябре 2010 года Шымкентский НПЗ заключил договор с Technip S.p.A. (Италия) на разработку ТЭО в отношении работ по реконструкции и модернизации Шымкентского НПЗ. Проект модернизации Шымкентского НПЗ 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) предположительно будет завершен в сентябре 2018 года.

По оценкам Компании, общая стоимость проекта модернизации Шымкентского НПЗ составит 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		
	2017 года	2016 года	2015 года
	(тысячи тонн)		
Бензин.....	1 027,4	1 032,0	988,0
Дизельное топливо .....	1 209,3	1 203,4	1 192,4
Авиационное топливо .....	279,7	235,9	253,9

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Мазут .....	955,9	868,7	888,8
Другие продукты .....	915,7	931,8	939,4
<b>Итого</b> .....	<b>4 388,0</b>	<b>4 271,9</b>	<b>4 262,5</b>

*Реализация и распространение переработанных нефтепродуктов*

ТОО «КМГ-Retail» (ранее ТОО «Дирекция строящихся предприятий КМГ») («**КМГ-Retail**») было создано 8 декабря 2009 года для управления реализацией определенных проектов в соответствии с меморандумом о взаимопонимании между Компанией и Eni S.p.A. Согласно уставу КМГ-Retail, его деятельность включает оказание услуг по аренде промышленных объектов, включая АЗС, склады ГСМ и прочие здания, строения и связанные капитальные активы.

В 2017 году КМГ-ПМ перевел свою сеть автозаправочных станций на баланс КМГ-Retail, который затем передал их в лизинг ТОО «ҚазМұнайГаз Өнімдері». По состоянию на 31 декабря 2017 года КМГ-Retail принадлежало 344 (по сравнению с 325 по состоянию на 31 декабря 2016 года и 324 по состоянию на 31 декабря 2015 года) автозаправочных станций в городах Астана и Алматы, а также в Западном, Северном и Восточном Казахстане, что, по собственным оценкам КМГ-Retail, составляло 7,0% от всего объема розничной продажи бензина на внутреннем рынке в 2017 году, 5,6% – в 2016 году и 13,5% – в 2015 году). КМГ-Retail является 100%-ным дочерним предприятием Компании.

КМГ-Retail продает на внутреннем рынке полный ассортимент нефтяного топлива, включая высококачественный дизель, бензин и авиационное топливо. КМГ-Retail осуществляет торговлю и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке посредством прямых продаж в основном через Атырауский НПЗ, а также свое 100%-ное дочернее предприятие ТОО «ҚазМұнайГаз Өнімдері». Нефтепродукты транспортируются по железной дороге по тарифам, основанным на фактическом расстоянии перевозок.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблицах ниже показан ассортимент продукции КМГ-Retail и соответствующая доля Компании на внутреннем рынке в указанные периоды:

Продукция	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ	Доля на рынке %
Бензин.....	2 951,6	534,9	18,1
Авиационное топливо .....	303,3	55,0	18,1
Дизтопливо .....	3 979,2	658,8	16,6
Топливо .....	3 050,5	155,0	5,0
<b>Итого.....</b>	<b>10 284,6</b>	<b>1 403,7</b>	<b>13,6</b>

Продукция	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ-ПМ	Доля на рынке %
Бензин.....	2 899,7	161,8	5,6
Авиационное топливо .....	255,6	–	0,0
Дизтопливо .....	4 118,7	240,1	5,8
Топливо .....	2 790,5	178,5	6,4
<b>Итого.....</b>	<b>10 064,4</b>	<b>519,5</b>	<b>5,8</b>

Продукция	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года		
	Производство (тыс. тонн)	КМГ-ПМ	Доля на рынке %
Бензин.....	2 841,5	383,7	13,5
Авиационное топливо .....	285,2	12,2	4,3
Дизтопливо .....	3 857,1	669,0	17,4
Топливо .....	3 360,6	879,5	26,2
<b>Итого.....</b>	<b>10 344,4</b>	<b>1 944,4</b>	<b>18,8</b>

### ***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 2017 года оставшиеся 44,7% и 0,7% доли участия находятся в собственности правительства Румынии и широкого круга акционеров, соответственно), и НПЗ «Вега» (Vega), а также сетью 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.

#### *Отчуждение 51%-ной доли участия компании в KMG International*

В декабре 2016 года Компания заключила Договор CEFC с CEFC China Energy Company Limited о продаже 51% акций KMG International, принадлежащих Компании, в пользу CEFC по цене покупки в размере 680 млн. долларов США, подлежащей оплате со стороны CEFC в пользу КМГ. Осуществление Предполагаемой продажи KMG International/CEFC соответствует общей стратегии Компании, ориентированной на деятельность Компании в Казахстане, а также Государственной Комплексной программе приватизации 2014 года и Комплексной программе приватизации 2016 года.

Согласно Договору CEFC, Предполагаемая продажа KMG International/CEFC обусловлена рядом предварительных условий. В этих целях в апреле 2017 года Компания совместно с KMG Finance завершила процесс истребования согласий, в соответствии с которым, в том числе, были получены согласия держателей, находящихся на тот момент в обращении Облигаций в рамках Программы на продажу доли участия Компании в KMG International. Согласия кредиторов по кредитам Компании были также получены в необходимом объеме.

В июле 2017 года Компания получила одобрение Верховного совета по национальной безопасности Румынии и антимонопольного агентства Румынии на совершение сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC. В декабре 2017 года, после публичных заявлений Премьер-

министра и Министра энергетики Румынии, в которых прозвучал отказ в продлении существующего соглашения с KMG International об урегулировании исторической задолженности (которое позже было продлено до апреля 2018 года – см. *«Конвертируемые облигации Rompetrol»*), Компания и CEFC подписали соглашение об отсрочке даты закрытия сделки по Предполагаемой продаже KMG International/CEFC до 30 июня 2018 года.

Основными отлагательными условиями для завершения Предполагаемой продажи KMG International/CEFC являются выкуп 26,7% доли участия в Rompetrol Rafinare у Правительства Румынии и создание казахстанско-румынского инвестиционного фонда, через который KMG International должен будет внести вклад в акционерный капитал в размере 150 млн. долларов США. См. раздел *«Конвертируемые облигации Rompetrol»*. Ожидается, что Предполагаемая продажа KMG International/CEFC будет завершена в июне 2018 года.

После Предполагаемой продажи KMG International/CEFC Компании будет принадлежать 49% акций KMG International, и хотя Компания может в будущем рассмотреть вопрос о продаже дополнительных акций KMG International, в кратко- и среднесрочной перспективе Компания планирует продавать значительную часть своих розничных продуктов через KMG International, обеспечивая Компании доступ и присутствие в европейском сегменте переработки и продажи нефти и газа без необходимости дополнительных вложений. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Приобретения, прекращенная деятельность и утрата контроля – KMG International»*.

#### *Конвертируемые облигации Rompetrol*

В 2003 году (и до того, как Компания стала владельцем KMG International Group) Rompetrol Rafinare осуществил выпуск конвертируемых долговых обязательств на сумму 570,3 млн. евро (101 млрд. тенге) для Правительства Румынии (*«Конвертируемые облигации Rompetrol»*). Конвертируемые облигации Rompetrol предусматривали наличие возможности для Rompetrol Rafinare осуществить погашение суммы основного долга за счет наличных денежных средств или акций Rompetrol Rafinare на дату погашения Конвертируемых облигаций Rompetrol 30 сентября 2010 года. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare увеличил свой акционерный капитал путем выпуска новых акций в объеме, эквивалентном 78 млн. евро на дату подписки, и при этом подписчиком на все акции выступила Компания при содействии Rompetrol, в результате чего увеличилась доля собственности Компании в Rompetrol Rafinare. Затем, в августе 2010 года Rompetrol Rafinare использовал часть средств из своего увеличенного капитала для погашения 54 млн. евро наличными правительству Румынии на дату погашения Конвертируемых облигаций Rompetrol. На дату погашения Конвертируемых облигаций Rompetrol 30 сентября 2010 года, причитающийся к погашению остаток был конвертирован в акции Rompetrol Rafinare, в результате чего доля собственности Компании в Rompetrol Rafinare уменьшилась до 54,6%, при этом 44,7% находятся в собственности правительства Румынии, а 0,7% – во владении широкого круга акционеров.

15 февраля 2013 года Rompetrol заключил меморандум о взаимопонимании с правительством Румынии относительно разрешения всех вопросов, связанных с Конвертируемыми облигациями Rompetrol. В соответствии с этим меморандумом о взаимопонимании Rompetrol дал согласие на покупку акций, представляющих 26,70% от акционерного капитала Rompetrol Rafinare, у правительства Румынии за 200 млн. дол. США. Оставшаяся часть акций, представляющая 18,0% от акционерного капитала Rompetrol Rafinare и находящаяся в собственности правительства Румынии, будет подлежать переводу в неликвидные активы сроком на три года, а Rompetrol будет иметь право преимущественной покупки при распоряжении такими акциями.

Кроме того, стороны дали согласие на учреждение казахско-румынского инвестиционного фонда, через который KMG International осуществит паевой взнос в сумме 150 млн. дол. США. Общий объем инвестиций в фонд будет обеспечен за семилетний период с суммарными инвестициями компании KMG International в проекты в области энергетики, связанные с ее основной деятельностью, которые оцениваются в 1 млрд. дол. США. Этот фонд может финансироваться за счет заемных средств, совокупная сумма которых до четырех раз больше собственного капитала фонда. После учреждения 80% фонда будет принадлежать компании KMG International, а 20% – правительству Румынии и ожидается, что он будет осуществлять инвестирование нефтегазового сектора Румынии. При наличии

возможности распоряжения компания KMG International имеет преимущественное право на покупку по отношению к доле правительства Румынии в этом инвестиционном фонде.

Меморандум о взаимопонимании предусматривает, что обязательства компании KMG International и правительства Румынии будут прекращены в том случае, если какая-либо из сторон или одно из ее аффилированных лиц (в случае с правительством Румынии – какой-либо государственный орган) начнет судебное или административное разбирательство против другой стороны или одного из их аффилированных лиц.

22 января 2014 года меморандум о взаимопонимании был утвержден Постановлением Правительства № 35/2014, согласно которому Министерству общественных финансов было разрешено и поручено осуществить процессуальные действия, необходимые для снятия претензий и прекращения всех судебных разбирательств. Согласно решению суда № 294 от 24 марта 2014 года, спор, по которому Министерство Финансов оспаривало перевод облигаций в акции НПЗ Rompetrol, было закрыто.

Срок действия меморандума о взаимопонимании был продлен до 30 апреля 2018 года. См. также «Судебные процессы – Судебное производство в отношении Rompetrol S.A.».

#### *НПЗ «Петромидия»*

НПЗ «Петромидия» был построен в период 1974-1979 гг. Проектная мощность НПЗ «Петромидия» составляет 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая – 5,4 млн. тонн сырой нефти в год. В 2017 году KMG International произвел 5,7 млн. тонн нефтепродуктов на НПЗ «Петромидия», достигнув использования проектной мощности переработки на 110%.

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.

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.

Стоимость переработки на НПЗ «Петромидия» снизилась до 15,78 долларов США с 16,66 долларов США за тонну в 2016 году и 16,68 долларов США за тонну в 2015 году, что обусловлено главным образом реализацией программ по сокращению издержек и оптимизации производства на НПЗ «Петромидия».

В октябре 2012 года Компания сообщила о выполнении всех проектов строительства промышленных объектов, которые входили в ее планы по модернизации НПЗ «Петромидия». В результате завершения выполнения этих проектов объем нефтепродуктов, произведенных НПЗ «Петромидия», увеличился с 4,8 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2015 года до 5,2 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2016 года и 5,7 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2017 года. Эти проекты строительства промышленных объектов включали в себя работы по модернизации установки флюид-каталитического крекинга и установки Клауса, работы по модернизации установки аминной очистки и очистного оборудования: установок по гидроочистке ВГО и дизельного топлива, работы по повышению производительности аппарата для выпаривания жидкости N2 и по автоматизации и строительству нового агрегата для производства водорода, установки легкого гидрокрекинга, факельных установок и установки регенерации серы.

Капитальные расходы компании KMG International в отношении НПЗ «Петромидия» составили 124,5 млн. долларов США в 2015 году, 83,7 млн. долларов США в 2016 году и 55,0 млн. долларов США в 2017 году. Инвестиции в 2017 году были направлены в основном на поддержание текущего уровня производства и соблюдения требований законодательства. В 2018 году Компания KMG International

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

планирует капитальные затраты в размере 57,9 млн. долларов США, которые будут главным образом направлены на поддержание уровней производства. После завершения Предполагаемой продажи KMG International/CEFC часть капитальных затрат, относимых на счет Компании, будет сокращена пропорционально в соответствии с оставшейся у нее 49%-ной долей участия в KMG International.

В таблице ниже представлены хронологические данные по ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые были произведены НПЗ «Петромидия» в указанные периоды:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	(тысячи тонн)		
Бензин.....	1 461,9	1 416,3	1 169,1
Дизельное топливо.....	2 738,5	2 521,5	2 474,4
Авиационное топливо.....	250,7	236,8	219,0
Мазут.....	140,1	151,7	139,0
Другие продукты.....	938,6	915,9	827,7
<b>Итого.....</b>	<b>5 529,9</b>	<b>5 242,1</b>	<b>4 829,3</b>

*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 и фактическая мощность переработки НПЗ «Вега» составляет 0,3 млн. тонн в год. В 2017, 2016 и 2015 годах общий объем производства НПЗ «Вега» составил 0,4 млн. тонн, 0,4 млн. тонн и 0,3 млн. тонн переработанных нефтепродуктов, соответственно.

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, уайт-спирит 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		
	2017 года	2016 года	2015 года
	(тысячи тонн)		
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина.....	41,0	40,0	33,7
Уайт-спирит и ГСМ.....	5,1	5,0	7,2
Газойль.....	79,5	82,9	70,6
Тяжелое топливо.....	107,7	95,4	94,4
Мазут.....	24,5	28,2	27,1
Битум.....	96,4	90,8	80,8
Прочие нефтепродукты.....	10,4	7,7	9,9
<b>Итого.....</b>	<b>364,6</b>	<b>350,1</b>	<b>323,7</b>

*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 2017 года KMG International владел и эксплуатировал 1028 распределительных пунктов, включая 809 пунктов продаж в Румынии, 86 в Грузии, 55 в Болгарии и 80 в Молдове, и являлся крупнейшим поставщиком нефтепродуктов в Молдове, по оценкам, обладающим 48%-ной долей рынка. На 31 декабря 2017 года доля рынка KMG International в Грузии и Болгарии приблизительно составляла 19% и 16%, соответственно. Филиалы KMG International в Болгарии, Молдове и Грузии продали более 4,2 млн. тонн топлива в период с 2012 по 2017 годы, увеличив в 2017 году объемы продаж на 9% по сравнению с уровнем 2016 года.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 482 000 тонн нефтепродуктов в 2017 году, что на 60% больше, чем в 2012 году. По состоянию на 31 декабря 2016 года сбытовая сеть компании в Румынии, Болгарии и Молдове состояла из 215 автозаправочных станций.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблицах ниже представлен ассортимент продукции и объем продаж компании KMG International в Румынии и на международном рынке за указанные периоды в процентах:

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года		
	Объемы (в тоннах)	Объем продаж в %	
		На внутреннем рынке	На международном рынке
Бензин.....	1 344 880	23	77
Дизельное топливо .....	2 937 767	58	42
Авиационное топливо .....	234 679	95	5
Сжиженный нефтяной газ.....	380 206	17	83
Прочие нефтепродукты.....	656 774	21	79
<b>Общий объем продаж<sup>(1)</sup>.....</b>	<b>5 554 307</b>	<b>44</b>	<b>56</b>

Продукт	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года		
	Объемы (в тоннах)	Объем продаж в %	
		На внутреннем рынке	На международном рынке
Бензин.....	1 163 664	24	76
Дизельное топливо .....	2 932 557	54	46
Авиационное топливо .....	218 497	92	8
Сжиженный нефтяной газ.....	237 243	75	25
Прочие нефтепродукты.....	856 935	45	55
<b>Общий объем продаж<sup>(1)</sup>.....</b>	<b>5 408 895</b>	<b>49</b>	<b>51</b>

Нефтепродукт	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года		
	Объемы (в тоннах)	Объем продаж в %	
		На внутреннем рынке	На международном рынке
Бензин.....	1 243 186	23	77
Дизельное топливо .....	4 450 942	30	70
Авиационное топливо .....	241 615	54	46
Сжиженный нефтяной газ.....	246 599	66	34
Прочие нефтепродукты.....	2 546 734	15	85
<b>Общий объем продаж<sup>(1)</sup>.....</b>	<b>8 729 076</b>	<b>27</b>	<b>73</b>

Примечания:

(1) Приведенные показатели включают общие объемы продаж дочерних предприятий KMG International, а также прямые продажи НПЗ «Петромидия» третьим лицам.

### Нефтехимическая продукция

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компании принадлежала 97,8%-ная доля участия в ТОО «АЗПМ» («АЗПМ»), а остальные 2,2% принадлежали РД КМГ. АЗПМ является владельцем двух нефтехимических заводов в Казахстане: Атырауского завода, который в настоящее время не работает, и Актауского завода, который производит небольшой объем нефтехимической продукции.

В 2010 году начались строительные работы на участке предполагаемого завода по производству дорожного битума на территории завода пластмасс, расположенного в г. Актау. Завод был введен в эксплуатацию в четвертом квартале 2013 года. Мощность завода по производству дорожного битума составляет 400,0 тыс. тонн в год. В 2017 году заводом было произведено 234,8 тыс. тонн нефтяного строительного битума, что удовлетворяло спрос на рынке. 17 июня 2016 года ТОО «СП «CASPI BITUM» заключило два договора займа с Банком Китая на совокупную сумму в размере 208 млн. долларов США для финансирования займа, привлеченного в 2010 году в связи со строительством завода. Указанные средства были получены и заем 2010 года был полностью погашен. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности».

## **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) РКІ – нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CSEL – совместное предприятие с СІТІС; (iii) КСР – совместное предприятие КТО с CNODC, 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 E&D. 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 преимущественного 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 2017 года). См. раздел «*Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International*».

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

На 31 декабря 2017 года Компания являлась крупнейшей компанией в Казахстане в части количества автозаправочных станций, реализующих нефтепродукты на розничной основе, а ее доля на рынке составляла 7,03%. Основным конкурентом Компании – ТОО «Гелиос» – был вторым по величине предприятием по розничной торговле нефтепродуктами, доля которого на рынке по состоянию на 31 декабря 2017 года составляла 5,75%. По состоянию на 31 декабря 2017 года доля Компании на рынке розничной торговли нефтепродуктами по объемам продаж составляла 14%.

В таблице ниже представлена информация по 4 ведущим компаниям, работающим в секторе розничной торговли нефтепродуктами в Казахстане на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря 2017 года	
	Количество заправочных станций	Доля рынка, %
КМГ .....	344	7,0
Гелиос .....	281	5,8
Sinooil .....	161	3,3
Газпромнефть .....	70	1,4

## Работники

В таблице ниже показано приблизительное количество работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	По состоянию на 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
Разведка и добыча .....	19 647	20 228	21 004
Транспортировка нефти и газа .....	18 661	19 060	19 985
Прочее (дочерние предприятия) .....	18 103	19 788	19 272
Переработка и маркетинг .....	6 807	7 098	8 834
КМГ (как холдинговая компания) .....	497	432	412
<b>Итого .....</b>	<b>63 715</b>	<b>66 606</b>	<b>69 508</b>

В апреле 2014 года РД КМГ ввела стандартизованную сетку зарплат применительно к РД КМГ и ее филиалам, чтобы устранить расхождения в зарплатах между работниками одной и той же квалификации, выполняющими аналогичные задачи на разных месторождениях и производственных подразделениях. Кроме того, после девальвации тенге Президент Казахстана потребовал, чтобы все государственные компании, включая вышеупомянутую Компанию, соответствующим образом проиндексировали заработную плату своих сотрудников.

Профсоюз Компании был основан в сентябре 2007 года. В 2014 году в Казахстане был принят новый закон о профсоюзах, который поощряет членство в профсоюзах. После принятия этого закона в апреле 2014 года Председатель Управляющего совета Компании заключил договор о сотрудничестве с профсоюзами дочерних предприятий Компании. По состоянию на 31 декабря 2017 года в его состав входило 32 члена, являвшихся работниками Компании. Работники некоторых дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза на 31 декабря 2017 года, в том числе, работники РД КМГ (21 621 член), КазМунайТениз (348 членов), КТГ (8889 членов) и КТО (6923 члена). Компания рассматривает возможность создания Ассоциации профессиональных союзов Компании и ее основных дочерних предприятий.

В настоящее время действует мораторий на принятие новых работников извне Группы, хотя могут быть применены определенные исключения.

С 1 января 2014 года в не было никаких существенных трудовых споров или забастовок на основных нефтедобывающих, транспортных, перерабатывающих или торговых предприятиях, принадлежащих Компании или ее дочерним предприятиям, совместным предприятиям или ассоциированным компаниям, в настоящее время не известно ни о каких серьезных задолженностях по зарплате. В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Трудовые конфликты могут негативно сказаться на деятельности Компании».

## **Судебные процессы**

За исключением изложенного ниже под заголовками «*Взимание вывозных таможенных пошлин с экспорта сырой нефти ТШО*», «*Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ*», «*Налоговая проверка ПККР*», «*Судебное производство в отношении Rompetrol S.A.*» и «*Антимонопольные разбирательства в отношении KMG International*», 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, если рассматривать в целом.

### ***Взимание вывозных таможенных пошлин с экспорта сырой нефти ТШО***

Министерство Финансов 7 сентября 2010 года выпустило письмо № КТК-0-2/13258, в соответствии с которым ТШО была включена в перечень компаний, которые обязаны осуществлять уплату вывозных таможенных пошлин на сырую нефть, в соответствии с Постановлением № 709 от 13 июля 2010 года.

ТШО выразило официальный протест против наложения таких вывозных таможенных пошлин, несмотря на то, что оно осуществило уплату пошлин в сентябре 2010 года в общей сумме 146,8 млн. долларов США путем вычета из роялти, чтобы избежать каких-либо перебоев в осуществляемых ТШО экспортных поставках сырой нефти. По мнению ТШО наложение пошлин нарушает его права по Проектному соглашению, в соответствии с которым ТШО разрешается осуществлять экспорт сырой нефти без наложения каких-либо пошлин. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта ТШО оплачивает вывозную таможенную пошлину на экспорт сырой нефти.

### ***Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ***

Налоговые органы 12 июля 2012 года издали постановление в отношении РД КМГ о наложении налоговых обязательств, административных штрафов и пени в связи с несвоевременной уплатой налогов в сумме 5,8 млрд. тенге, 7,2 млрд. тенге и 4,0 млрд. тенге, соответственно, на основе результатов налоговой проверки деятельности РД КМГ, которая проводилась в период между 2006 и 2008 годы. Данное постановление было обжаловано РД КМГ в Министерстве финансов. По завершении целевой налоговой проверки в феврале 2012 года Налоговый комитет Министерства финансов вынес окончательное предписание, в соответствии с которым наложенные налоговые обязательства, административные штрафы и пени в связи с несвоевременной уплатой налогов были снижены до 4,6 млрд. тенге, 4,7 млрд. тенге и 2,9 6 млрд. тенге соответственно. Данное окончательное предписание было обжаловано РД КМГ в Налоговом комитете Министерства финансов, а все установленные суммы налогов были обжалованы в Специализированном межрайонном экономическом суде г. Астаны. 24 апреля 2014 года суд первой инстанции Специализированного межрайонного экономического суда г. Астаны отклонил апелляционную жалобу в полном объеме. 25 июля 2014 года РД КМГ далее подал апелляционную жалобу в Апелляционную судебную коллегия по гражданским и административным делам суда города Астаны, которая оставила обжалуемое РД КМГ решение суда первой инстанции без изменения. В августе 2016 года Верховным судом было принято окончательное решение в отношении налоговой проверки деятельности РД КМГ за 2006-2008 годы, согласно которому сумма начисленных налоговых обязательств и пени была снижена до 3,4 млрд. тенге, а сумма административного штрафа – до 1,1 млрд. тенге. В декабре 2016 года РД КМГ получила от налоговых органов предписание об оплате налогов и пени в размере 11,5 млрд. тенге. РД КМГ обжаловал данное предписание в Налоговом комитете Министерства финансов.

В 2015 году РД КМГ получил платежное извещение налогового органа в размере 38 511 млн. тенге, включая обязательства по налогам, административные штрафы и пеню за просрочку платежа по результатам комплексной налоговой проверки деятельности за 2009-2012 годы. РД КМГ обжаловал данное извещение в Комитете государственных доходов, который сократил сумму налоговых обязательств и пени до 11 483 млн. тенге. Специализированный межрайонный административный суд г. Астаны сократил сумму административных штрафов до 2002 млн. тенге. РД КМГ обжаловал оставшуюся сумму штрафа в размере 13 486 млн. тенге в соответствующих судах. 11 декабря 2017

года Верховным судом было принято окончательное решение в отношении налоговой проверки деятельности РД КМГ за 2009-2012 годы, согласно которому окончательная сумма начисленных налоговых обязательств была снижена до 6534 млн. тенге, включая сумму налогов, пени и штрафов.

### ***Налоговая проверка ПККР***

В сентябре 2013 года областные налоговые органы провели налоговую проверку деятельности ПККР за период с 2009 по 2012 годы. В результате проверки Налоговый комитет Министерства финансов вынес предписание об уплате штрафа за выбросы в окружающую среду в размере 14,1 млрд. тенге, включая соответствующие пени. Также ПККР был начислен административный штраф в размере 5,3 млрд. тенге. По итогам обжалования в декабре 2014 года общая сумма налогов и штрафов была снижена до 9,9 млрд. тенге.

### ***Налоговое уведомление в адрес Казахойл Актобе***

14 сентября 2016 года Казахойл Актобе было выдано уведомление №394/1 с требованием об уплате пени и штрафа в размере 19,5 млрд. тенге (60 млн. долларов США). 15 февраля 2017 года Казахойл Актобе обжаловал данное уведомление в Верховном суде Республики Казахстан. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта производство по данному делу еще не прекращено.

### ***Судебное производство в отношении Rompetrol S.A.***

7 сентября 2006 года Следственное управление Румынии по борьбе с организованной преступностью и терроризмом возбудило уголовное производство в государственном суде Румынии в отношении действующего на тот момент председателя Совета директоров и Генерального директора и бывшего миноритарного акционера KMG International (на тот момент The Rompetrol Group N.V.) г-на Дину Патришиу, а также бывшего финансового директора KMG International г-на Александру Букши и еще десяти человек, которые являются в настоящее время или являлись в соответствующее время государственными служащими Румынии, лицензированными фондовыми брокерами, трейдерами или бизнесменами. Судебное разбирательство ведется по ряду обвинений в совершении таких преступлений, как, среди прочих, присвоение имущества, легализация незаконных доходов, инсайдерские торговые операции и незаконные действия на рынке капитала. По ряду других обвинений Следственным управлением Румынии по борьбе с организованной преступностью и терроризмом при Прокуратуре Высокого кассационного суда проводятся официальные следственные мероприятия.

В соответствии с судебным решением от 27 марта 2007 года Министерство общественных финансов Румынии получило право участвовать в разбирательстве в качестве третьей стороны, вследствие чего Rompetrol S.A. (дочерняя компания KMG International) выступила в уголовном разбирательстве в качестве стороны, потенциально несущей гражданскую, а не уголовную ответственность. Это означает, что в случае если обвинения прокуроров в отношении обвиняемых по уголовному делу будут удовлетворены, Rompetrol S.A. может понести солидарную ответственность вместе с обвиняемыми по уголовному делу в части возмещения убытков, нанесенных бюджету Румынии.

В ноябре 2007 года Компания завершила приобретение KMG International. В ходе сделки Компании было известно об уголовном преследовании, в том числе, г-на Дину Патришиу, являвшегося на тот момент председателем Совета директоров и Генеральным директором, а также бывшим акционером KMG International, и г-на Александру Букши, бывшего финансового директора Rompetrol S.A. Компании также было известно о судопроизводстве по соответствующим гражданским искам против Rompetrol S.A. В ходе сделки и в переходный период г-н Патришиу продолжал занимать пост Генерального директора и члена Правления KMG International вплоть до своего ухода в июне 2009 года, когда г-н Патришиу отказался от обязанностей Генерального директора KMG International, а в феврале 2010 года – от обязанностей члена Правления KMG International (на тот момент The Rompetrol Group N.V.). Г-н Букша продолжил работать в Rompetrol S.A. до увольнения в 2009 году (официально договор с ним расторгнут в 2011 году). Для снижения возможных финансовых рисков Компания в рамках процесса приобретения обеспечила себе гарантии возмещения денежных убытков в этой связи на сумму до 200 млн. долларов США. Несмотря на уход г-на Патришиу с занимаемого поста и увольнение г-на Букши, Rompetrol S.A. не был освобожден от участия в судебном разбирательстве. См. также раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Процедуры корпоративного управления Компании значительно отличаются от процедур, применимых к компаниям такого уровня в других юрисдикциях»*.

После обращения в Конституционный суд Румынии в сентябре 2010 года рассмотрение дела было продолжено в сентябре 2011 года в Бухарестском суде. 18 июля 2012 года Бухарестский суд снял все обвинения со всех подсудимых, включая Дину Патришиу и Александру Букшу. Кроме того, Бухарестский суд отклонил иск Министерства общественных финансов Румынии в отношении Rompetrol S.A. Данное решение было обжаловано прокуратурой.

7 октября 2014 года румынский Апелляционный суд признал виновными по одному или более обвинению всех подсудимых, за исключением ныне покойного гражданина Патришиу. Суд также постановил, что Rompetrol S.A. несет солидарную уголовную ответственность с г-ном Александром Букшей и г-ном Грамой Петрикой, и соответственно, Rompetrol S.A. было предписано выплатить 58,5 млн. долларов США, а также узаконенные проценты с января 2001 года вплоть до полной выплаты причитающейся суммы Министерству общественных финансов Румынии. Для обеспечения исполнения данного решения суд наложил обременение на акции Rompetrol S.A. вплоть до полной выплаты причитающейся суммы. Помимо этого, Rompetrol S.A. должен оплатить часть расходов на судебное производство.

Группа подала две надзорные жалобы на решение Апелляционного суда Румынии, обе из которых были отклонены судами Румынии.

KMG International обращалась за защитой в Европейский суд по правам человека, но заявление было отклонено. KMG International затем начала судебное разбирательство по возмещению убытков против DP Holding и наследников г-на Патришиу в Арбитражном институте Нидерландов. В апреле 2016 года трибунал Арбитражного института Нидерландов вынес частичное решение против DP Holding на сумму 200 млн. долларов США. DP Holding не исполнил данное решение и в настоящее время в Швейцарии и Нидерландах осуществляется производство по приведению решения в исполнение. Арбитражные разбирательства против наследников г-на Патришиу были завершены 28 февраля 2017 года и в соответствии с решением суда наследники г-на Патришиу обязаны заплатить 200 млн. долларов США в пользу KMG International.

22 апреля 2016 года Следственным управлением по борьбе с организованной преступностью и терроризмом («ДПСОТ») было возобновлено расследование в отношении 26 подозреваемых по обвинениям в участии в ОПГ, 14 из которых были работниками KMG International (один из которых все еще работает в KMG International). Общий размер исковых требований в эквиваленте составляет 760 млн. долларов США.

К данному процессу в качестве возможных ответчиков были привлечены несколько дополнительных сторон, в том числе KMG International и Rompetrol S.A. 6 мая 2016 года ДПСОТ обратился в суды за получением ордеров на арест всего движимого и недвижимого имущества KMG International и Rompetrol S.A., кроме банковских счетов, дебиторской задолженности и ТМЗ. Стоимость активов, подлежащих аресту, составляла 760 млн. долларов США. KMG International попыталась обжаловать ордера, но на слушании в Верховном суде 13 июня 2016 года жалоба была отклонена. Расследование ДПСОТ продолжается.

22 июля 2016 года Компания и KMG International подали в румынские органы уведомление об инвестиционном споре на основании Договора между Правительством Румынии и Правительством Республики Казахстан, Договора между Правительством Королевства Нидерландов и Правительством Румынии и Договора к энергетической хартии. Подача такого уведомления представляет собой первый процедурный шаг, который может вылиться в арбитражный спор между инвестором и страной, в которой были сделаны инвестиции. Если Группа и правительство Румынии не придут к согласию, ожидается, что дело будет передано и будет урегулировано в Международном Центре Рассмотрения Инвестиционных Споров или в Арбитражном Институте ТПП Стокгольма.

В октябре 2016 года Министерство финансов Румынии ответило на извещение об инвестиционном споре, отклонив все заявления KMG International. В ходе переговоров между KMG International и Румынским государством в контексте продления срока действия меморандума о взаимопонимании, подписанного в феврале 2013 года, было достигнуто соглашение о том, что KMG International не будет обращаться в арбитраж, если меморандум о взаимопонимании останется в силе и его условия будут полностью выполнены. См. также «*Переработка, маркетинг и сбыт – KMG International – Конвертируемые облигации Rompetrol*».

### ***Антимонопольные разбирательства в отношении KMG International***

В декабре 2011 года Румынским Советом по конкуренции был наложен штраф в размере 159,6 млн. румынских леев (приблизительно 46,8 млн. долларов США) на Rompetrol Downstream SRL в отношении антиконкурентных действий после изъятия определенного вида топлива с рынка в 2008 году. KMG International считает все пункты обвинения по существу необоснованными и потребовала в румынском суде аннулировать штраф. В сентябре 2013 года Апелляционный суд отклонил иск Rompetrol Downstream SRL. По состоянию на 31 декабря 2014 года Rompetrol Downstream SRL оплатил штраф в размере 82,1 млн. румынских леев (примерно 22,3 млн. долларов США).

Руководство Rompetrol Downstream SRL обжаловало решение Апелляционного суда в Верховном суде и 9 июля 2015 года Верховный суд постановил сократить сумму штрафа до 119,5 млн. румынских леев (примерно 29,4 млн. долларов США).

### ***ТОО «KMG Drilling&Services» и Консорциум ТОО «EP CAI Каспиан Контрактор»***

17 января 2017 года консорциум компаний в составе ТОО «EP CAI Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction» («**Консорциум**») подал иск против ТОО «KMG Drilling&Services» («**KMG D&S**») в Лондонский международный третейский суд за нарушение договора в связи с контрактом на строительство. Совокупная сумма исковых требований составляет 63,8 млрд. тенге (192,1 млн. долларов США). Проведение слушания запланировано на апрель 2018 года.

### **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-Қазына» и регулируется правилами и политикой обеспечения страхового покрытия, которая применяется к дочерним компаниям в рамках группы компаний «Самрук-Қазына».

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 31 декабря 2017 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**»). KERC 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 также обеспечивает страхование определенных активов от пожаров, молний, взрывов и землетрясений, а также медицинское страхование своих работников в страховой компании АО «Казахинстрах».

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 всех дочерних предприятий Компании в одну централизованную сеть ИТ, которая будет служить всей Компании. В 2011 году Компания завершила первый этап данного проекта по интеграции, который включал интеграцию системы финансовой отчетности и административно-информационной системы. Кроме того, завершена передача управления и обслуживания ИТ систем в отношении Компании, исследовательского института Компании и определенных других служб, и осуществление проекта продолжается.

На данный момент Компания разрабатывает план дальнейшей интеграции ее ИТ систем и объединения эксплуатационных данных из ее дочерних предприятий. Такие планы включают внедрение единой системы ПО для планирования ресурсов предприятия и автоматизации определенных корпоративных функций и бизнес-процессов. На обслуживание и дальнейшую модернизацию своих ИТ систем Компания потратила 1228 млн. тенге в 2016 году и 499 млн. тенге в 2017 году.

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**»). В 2009 году Компания получила сертификаты ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности. Независимая экологическая проверка Компании в 2012 году выявила, 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 за 2017 год.

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***

В период между 2006 и 2015 годами Компания внедрила комплексную программу экологической безопасности, основанную на Природоохранном законодательстве, которая была утверждена Правлением Компании 7 ноября 2006 года («**Экологическая программа**»). Цели Экологической программы включали:

- обеспечение уровня выбросов не выше допустимых норм, установленных казахстанским природоохранным законодательством;
- уменьшение уровня загрязнения воды;
- обеспечение того, чтобы уровень загрязняющих веществ в сточных водах не превышал допустимые нормы;
- утилизацию промышленных отходов в соответствии с Природоохранным законодательством;
- восстановление или рекультивацию участков, подвергшихся воздействию углеводородного загрязнения и ликвидация скважин;
- усовершенствование нефтяных амбаров; и
- профилактику и реагирование на разливы нефти и нефтепродуктов.

После 2015 года Компания продолжает уделять внимание достижению этих целей, а также внедрению определенных передовых методов при осуществлении управления экологической безопасностью.

В таблице ниже показаны затраты определенных существенных дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании по обеспечению и улучшению экологической безопасности на указанные даты:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2017 года	2016 года	2015 года
	<i>(млн. тенге)</i>		
РД КМГ .....	1 769	6 230	5 670
ТШО .....	2 735	4 901	16 726

### **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 энергетики 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 13,1 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2016 года. За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, некоторые штрафы и пени, понесенные ранее Компанией, были отменены, что привело к признанию средств в размере 30,3 млрд. тенге. 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 природного газа, попутного и сланцевого газа, а также находящихся в их составе неуглеводородных газов запрещено, за исключением определенных ситуаций, включая: (а) если существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, которая включает угрозу для жизни людей или окружающей среды, (b) в процессе испытания оборудования скважины или осуществления пробной эксплуатации в отношении залежи; и (с) если сжигание осуществляется в силу технологической необходимости в результате пуска наладки, эксплуатации, обслуживания или ремонта оборудования для обработки. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС 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. Приостановление санкций продолжает действовать, а программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у следующих дочерних предприятий и совместных предприятий Компании: РД КМГ, ТШО, РКІ, Казгермунай, ММГ, КРО, ТОО «Казактуркмунай» и Казахойл Актобе.

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 2017 года показатель утилизации газа Компанией составлял приблизительно 85% и этот показатель Компания

планирует увеличить до более чем 95% к концу 2018 года. По состоянию на 31 декабря 2016 года показатель утилизации газа Компанией составлял приблизительно 86%.

### ***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.

### ***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. В результате текущей работы РД КМГ, число отстойников и мест хранения уменьшилось со 164 в 1997 году до 2 в 2008 году, при этом, их число не изменилось.

### ***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. Управление этими участками осуществляется АО «Жасыл даму», которое является подразделением Министерства энергетики.

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**

С 2014 года Компания ввела ряд инициатив по охране труда и технике безопасности для улучшения показателей по охране труда и технике безопасности, прозрачности и информированности, которые, помимо обеспечения соблюдения казахстанского законодательства, позволили внедрить ряд передовых методов. Такие инициативы включают:

- внедрение новой системы отчетности по вопросам охраны труда и техники безопасности и применение международных показателей для отслеживания выполнения мер охраны труда и техники безопасности (см. раздел «Показатели охраны труда и техники безопасности»), которые применяются на уровне Группы, в бизнес подразделениях и в дочерних предприятиях и позволяют Компании отслеживать данные показатели и сравнивать с компаниями конкурентами;
- применение единого для Группы стандарта расследований;
- применение стандартов по охране труда и технике безопасности для транспортных средств и установка привязных ремней во всех транспортных средствах;
- внедрение программы «хронического беспокойства» для выявления проблем, связанных с вопросами охраны труда и техники безопасности среди работников Компании;
- внедрение программы прозрачной отчетности по вопросам охраны труда и техники безопасности;
- включение индикаторов охраны труда и техники безопасности в цели бизнес подразделений; и
- назначение «лидеров» в Компании для продвижения вопросов охраны труда и техники 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		
	2017 года	2016 года	2015 года
Отработано часов (млн.) .....	170,0	175,0	181,2
Пройдено км (млн.) .....	178,3	157,6	149,9
Несчастные случаи, связанные с работой .....	5	7	4
Несчастные случаи, связанные с работой на 100 млн. человеко-часов.....	2,9	4,0	2,2
Не связанные с работой несчастные случаи .....	26	40	19
Травмы с потерей работоспособности .....	71	87	99
Травмы с потерей трудоспособности на 1 млн. человеко-часов.....	0,4	0,5	0,5
Несчастные случаи с участием транспортных средств.....	89	71	66
Несчастные случаи с участием транспортных средств на	0,5	0,4	0,4

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

1 млн. пройденных км.....

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-Қазына» и НБРК, ее Советом директоров, Правлением и Председателем Правления, последние двое из которых отвечают за руководство повседневной деятельностью Компании.

В феврале 2014 года «Самрук-Қазына» расширил свою Программу трансформации бизнеса, которая была направлена на повышение финансовой и производственной эффективности компаний, входящих в группу компаний «Самрук-Қазына», включая Компанию, внедрение международных стандартов и передовых достижений производства, стимулирование диверсификации экономики и социальной ответственности в Казахстане с целью повышения ценности компаний, входящих в группу компаний «Самрук-Қазына». В сентябре 2016 года Совет директоров утвердил новую организационную структуру Компании в соответствии с Программой трансформации бизнеса и передовым международным опытом вертикально-интегрированных компаний, в результате чего был изменен состав Правления.

В рамках стратегии Компании и в соответствии с Программой трансформации бизнеса «Самрук-Қазына» Компания в настоящее время реализует ряд трансформационных проектов, нацеленных, в том числе, на усовершенствование и централизацию организационных служб и методик (включая службы бухгалтерского учета, казначейства и логистики), повышение операционной эффективности и стимулирование автоматизации функций. См. раздел *«Деятельность – Стратегия»*. Согласно стратегии Компании, конечной целью всех этих трансформационных проектов является стимулирование рационализации и упрощения процессов Компании и структуры Группы.

В июне 2017 года Председателем Совета директоров был назначен г-н Уолтон.

### Акционеры

7 августа 2015 года НБРК приобрел 58 420 748 простых акций Компании, или 10% плюс одна акция, у «Самрук-Қазына». С августа 2015 года доля НБРК была разводнена (в результате последующих эмиссий акций) до примерно 9,9% простых акций Компании. НБРК заключил с «Самрук-Қазына» 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-Қазына» и его роли и функциях в экономике Казахстана. См. раздел *«Акционерный капитал, акционеры и сделки со связанными сторонами – «Самрук-Қазына»*.

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

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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-Қазына», 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-н Баймуратов, Уолтон и Уайт – считаются независимыми директорами.

В соответствии с положениями корпоративного кодекса управления Компании, который устанавливает рекомендованный максимальный срок службы Председателя Совета директоров, в июне 2017 года было объявлено об отставке г-на Фрэнка Куйлаарса в качестве Председателя Совета директоров. Вместо него на данную должность был назначен г-н Кристофер Уолтон, который являлся членом Совета директоров Компании с 2014 года. Новый состав Совета директоров, который включает двух Независимых директоров в соответствии с передовой международной практикой, был объявлен после заседания правления «Самрук-Қазына», проведенного 29 июня 2017 года.

См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания, косвенно контролируемая Правительством, подвержена риску вмешательства со стороны Правительства».

В состав Совета директоров компании входят следующие лица:

Ф.И.О.	Возраст	Год первого назначения	Срок истечения полномочий	Должность
Уолтон Кристофер.....	60	2014	Июнь 2020	Председатель Совета директоров Компании, Независимый директор
Мынбаев Сауат .....	55	2012	Июнь 2020	Председатель Правления Компании, член Совета директоров Компании
Уайт Стивен .....	52	2017	Июнь 2020	Независимый директор, член Совета директоров Компании
Баймуратов Ерлан .....	58	2014	Июнь 2020	Член Совета директоров Компании, Независимый директор
Илькявичюс Адамас.....	42	2017	Июнь 2020	Член Совета директоров Компании, Управляющий директор по трансформации и оптимизации ФНБ «Самрук-Қазына»
Грюал Балжит .....	41	2016	Июнь 2020	Член Совета директоров Компании, Управляющий директор по стратегии и портфельным инвестициям ФНБ «Самрук-Қазына»
Карабалин Узакбай.....	70	2016	Июнь 2020	Член Совета директоров Компании.

**Уолтон Кристофер.** Родился в 1957 году. Окончил Университет Западной Австралии со степенью бакалавра гуманитарных наук в области политологии, получил степень магистра бизнес-администрирования (МВА). Является членом Британского института директоров и Королевского авиационного общества. Помимо должности Председателя Компании, г-н Уолтон также занимает должность председателя Комитета по аудиту Британского института директоров и Комитета по

аудиту Агентства Великобритании по надзору за строительством подводного флота и является неисполнительным членом Совета ВМС Великобритании по разработке и внедрению стратегии военного судостроения. Г-н Уолтон был 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 является Председателем комитета по аудиту АО «НК «Қазақстан темір жолы» и неисполнительным членом Комитета по аудиту и рискам Министерства культуры, средств массовой информации и спорта Великобритании. Впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2014 году, а в июне 2017 года назначен на должность Председателя Совета директоров Компании.

**Мынбаев Сауат.** Родился в 1962 году. В 1985 году окончил Московский государственный университет им. Ломоносова по специальности Экономист-кибернетик, кандидат экономических наук. С ноября 1985 года по ноябрь 1988 года учился в аспирантуре Московского государственного университета им. Ломоносова. С 1989 года г-н Мынбаев работал преподавателем Алма-Атинского института народного хозяйства, в 1990 году стал доцентом кафедры планирования народного хозяйства Алма-Атинского института народного хозяйства. С 1991 по 1992 годы занимал должность президента Республиканской строительной биржи «Казахстан». С 1992 по 1995 годы г-н Мынбаев – первый заместитель Председателя Правления АО «Казкоммерцбанк». С 1995 по 1997 годы – Заместитель министра финансов Республики Казахстан и начальник Казначейства при Министерстве финансов Республики Казахстан. С 1997 года по март 1998 года – Первый заместитель министра финансов Республики Казахстан. С 1998 года по 1999 год – Министр финансов Республики Казахстан. В 1999 году г-н Мынбаев был назначен Заместителем Руководителя Администрации Президента Республики Казахстан. С 1999 года по 2001 год – Министр сельского хозяйства Республики Казахстан. С 2001 года по 2002 год г-н Мынбаев являлся Президентом ЗАО «Банк Развития Казахстана». С 2002 года по 2003 год г-н Мынбаев был Генеральным директором ТОО «Каспийская Промышленно-Финансовая Группа». С 2003 года по 2004 год – Заместитель Премьер-Министра Республики Казахстан, с декабря 2004 года по 2006 год – Министр индустрии и торговли Республики Казахстан. С 2006 года по 2007 год – Председатель Правления АО «Холдинг по управлению государственными активами «Самрук». С 2007 года – Министр энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, после переименования Министерства в 2010 году – Министр нефти и газа Республики Казахстан с 2010 года по июль 2013 года. Г-н Мынбаев стал Председателем Правления Компании в июле 2013 года. Впервые стал членом Правления в 2012 году.

**Уайт Стивен.** Родился в 1966 году. Окончил Эдинбургский университет в 1988 году и Тихоокеанский колледж им. Лестера Пирсона в 1984 году. Трудовую деятельность начал в 1988 году с должности инженера-нефтяника в компании Shell, затем в период с 1988 по 1996 годы занимал различные должности, в том числе, в качестве геофизика и руководителя группы по изучению недр. С 1996 по 2002 годы занимал различные должности в компании Clyde Petroleum BV, в том числе, в качестве Коммерческого директора, Директора по разведке, Директора по непроизводственным активам и Директора по развитию бизнеса. С 2002 по 2009 годы занимал различные должности в компании Shell, в том числе, в качестве Директора по развитию в Центральном-северном море, Вице-президента по вопросам разведки и добычи, и Директора по совместным предприятиям и инфраструктуре. В 2009 году назначен Старшим Вице-президентом компании BG Group. С 2012 по 2014 годы г-н Уайт занимал должность Руководителя Департамента разведки и добычи и Директора по производству и Генерального директора Группы компаний GALP Energia. С 2015 по 2016 годы – Директор по производству в компании Petroatlantic Energy. Г-н Уайт был назначен членом Совета директоров 29 июня 2017 года. Также является Независимым директором в советах директоров компаний Soundenergy plc, Echo Energy plc и Genel Energy plc.

**Баймуратов Ерлан.** Родился в 1959 году. В 1981 году окончил Алма-Атинский институт народного хозяйства по специальности инженер-экономист, в 1988 году получил степень кандидата экономических наук. С 1981 по 1991 годы работал в исследовательских институтах Государственного планового комитета Казахской ССР, занимая различные должности, в том числе инженера и ученого секретаря. С 1991 по 2004 годы г-н Баймуратов работал в банковском секторе, в должностях от начальника отдела до заместителя председателя Туран Банка, Председателя Правления Алем Банка, Председателя Правления Алматинского коммерческого банка и первого заместителя председателя Народного банка. В настоящее время он является Председателем Правления АО «Баян Сулу» и

членом Наблюдательного совета ТОО «Самрук-Қазына» Инвест». Г-н Баймуратов был впервые назначен в состав Совета директоров Компании в 2014 году.

**Илькявичюс Адамас.** Родился в 1975 году. Имеет степень магистра делового администрирования (МВА) в области управления производством, информатики и видеосвязи, присужденную Парижской высшей коммерческой школой. Обучался в Копенгагенской школе бизнеса и Лувенской школе менеджмента. Трудовую деятельность начал в 1996 году в компании Digital Equipment Corporation. С 2001 по 2008 годы занимал руководящие должности в секторе передовых технологий: работал в компаниях HP, Siemens и IBM и консультировал частные и международные компании, а также организации государственного сектора. С 2008 по 2013 годы г-н Илькявичюс занимал должность Генерального директора специализированного подразделения компании Eurasian Natural Resources Corporation PLC – ENRC BTS. В октябре 2013 года назначен Управляющим директором по трансформации бизнеса «Самрук-Қазына», в октябре 2017 года – Управляющим директором по трансформации и оптимизации активов «Самрук-Қазына». Г-н Илькявичюс был назначен в состав Совета директоров Компании 4 октября 2017 года.

**Грюал Балжит Каур.** Г-жа Грюал родилась в 1976 году и закончила Университет Хартфордшира в 1999 году со степенью бакалавра в области международной экономики и Кембриджский Университет со степенью магистра делового администрирования для руководителей (EMBA). Она имеет более пятнадцати лет опыта работы в качестве руководителя в банковских и финансовых структурах, включая должность Главного советника по вопросам развития Национального фонда в Азиатском банке развития, Управляющего директора и Вице-председателя в Кувейтском финансовом доме исследования инвестиций – дочернем предприятии Кувейтского суверенного фонда, Вице-президента и руководителя по исследованиям инвестиционно-банковской деятельности в Maybank Malaysia, Заместителя директора в ABN AMRO Bank и Deutsche Bank. В январе 2016 года г-жа Грюал была назначена Управляющим директором по стратегии и портфельным инвестициям «Самрук-Қазына» и в апреле 2016 года – членом Совета директоров Компании. Имеет награду имени Шейха Рашида Аль-Махтума за вклад в развитие финансов в Азии, а также награду The Asset Young Female Leaders in Finance.

**Карабалин Узакбай.** Г-н Карабалин родился в 1947 году и закончил Московский Институт Нефтяной и Газовой промышленности в 1970 году. Он получил степень Доктора философии в Уфимском Нефтяном Институте в 1985 году. 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» и членом Совета директоров АО «КИНГ». Назначен в состав Совета директоров Компании 18 февраля 2016 года.

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту, Комитет по назначениям и вознаграждениям, Финансовый комитет и Комитет по стратегиям и инновациям.

#### **Комитет по аудиту**

Комитет по аудиту является консультативным органом Совета директоров, который представляет в Совет директоров рекомендации относительно эффективности систем внутреннего контроля и риск менеджмента Компании, ее корпоративного управления и соответствия действующим требованиям казахстанского законодательства в области аудита (в том числе рекомендации по назначению внешних аудиторов). Комитет по аудиту состоит из трех членов, все из которых являются независимыми директорами.

На дату настоящего Базового проспекта в состав Комитета по аудиту входят следующие лица:

<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность</b>
Уолтон Кристофер.....	Председатель Совета директоров, Независимый директор Компании
Баймуратов Ерлан .....	Независимый директор Компании
Уайт Стивен .....	Независимый директор Компании

#### **Комитет по назначениям и вознаграждениям**

Комитет по назначениям и вознаграждениям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении требуемых квалификаций кандидатов для занятия должностей независимых директоров, руководителя внутренней службы аудита и управляющего делами компании, структуры вознаграждений высшего руководства Компании, а также рекомендации в отношении уровня вознаграждения высшего руководства Компании по годам. К тому же, Комитет по назначениям и вознаграждениям пересматривает вознаграждение членов совета директоров и правлений дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании и представляет рекомендации по ним. Комитет по назначениям и вознаграждениям также предоставляет Совету директоров рекомендации в отношении прочих узконаправленных вопросов. Комитет по назначениям и вознаграждениям состоит из четырех членов, из которых как минимум трое являются независимыми директорами.

На дату настоящего Базового проспекта в состав Комитета по назначениям и вознаграждениям входят следующие лица:

<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность</b>
Баймуратов Ерлан .....	Председатель Комитета по назначениям и вознаграждениям, Независимый директор Компании
Уолтон Кристофер.....	Председатель Совета директоров, Независимый директор Компании
Карабалин Узакбай.....	Член Совета директоров, представитель «Самрук-Қазына»
Уайт Стивен .....	Независимый директор Компании

#### **Финансовый комитет**

Финансовый комитет является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении эффективной реализации финансового состояния и показателей компании и ее финансовой стратегии. Финансовый комитет состоит из четырех членов, из которых как минимум трое являются независимыми директорами.

На дату настоящего Базового проспекта Финансовый комитет состоял из следующих членов:

<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность</b>
Уолтон Кристофер.....	Председатель Финансового комитета, Председатель Совета директоров, Независимый директор Компании
Баймуратов Ерлан .....	Независимый директор Компании
Уайт Стивен .....	Независимый директор Компании

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Грюал Балжит ..... Член Совета директоров, представитель «Самрук-Қазына»

### **Комитет по стратегиям и инновациям**

Комитет по стратегиям и инновациям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно выносит Совету директоров рекомендации в отношении стратегии, плана развития и инноваций компании. Комитет по стратегиям и инновациям состоит из пяти членов, из которых как минимум один член является независимым директором.

На дату настоящего Базового проспекта Комитет по стратегиям и инновациям состоял из следующих членов:

<u>Ф.И.О.</u>	<u>Должность</u>
Уайт Стивен.....	Председатель Комитета по стратегиям и инновациям, Независимый директор Компании
Уолтон Кристофер.....	Председатель Совета директоров, Независимый директор Компании
Баймуратов Ерлан .....	Независимый директор Компании
Карабалин Узакбай.....	Член Совета директоров, представитель «Самрук-Қазына»
Грюал Балжит .....	Член Совета директоров, представитель «Самрук-Қазына»
Илькявичюс Адамас .....	Член Совета директоров, представитель «Самрук-Қазына»

Служебным адресом каждого члена Совета директоров и Комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

### **Правление**

В ноябре 2013 года Совет директоров Компании утвердил новую организационную структуру Компании, в соответствии с которой руководители каждого из ключевых дочерних предприятий Компании (КТО, КТГ и КМГ) были назначены членами Правления Компании. Эта реорганизация была призвана централизовать функции управления Группой и устранить дублирующие функции, выполняемые в дочерних предприятиях и на уровне Группы. В рамках этой новой организационной структуры совет директоров Компании постановил сократить состав правления до семи членов, каждый из которых назначается на срок до трех лет. В сентябре 2016 года Компания внесла дополнительные изменения в свою организационную структуру, в соответствии с которыми Председатель Совета Директоров отвечает за надзор за деятельностью следующих исполнительных директоров: Исполнительный Вице-президент по разведке, добыче нефти и нефтесервисным услугам; Исполнительный Вице-президент по транспортировке, переработке и маркетингу; Исполнительный Вице-президент по транспортировке и маркетингу; Исполнительный Вице-президент по трансформации; Вице-президент по юридической поддержке; Вице-президент по человеческим ресурсам; Вице-президент по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды; и Вице-президент структурного подразделения по стратегии, инвестициям и управлению рисками, и структурного подразделения по безопасности.

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-Қазына»;
- 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 семи членов. Совет директоров назначает членов Правления. Действующие члены Правления были назначены в 2016 году, за исключением Олега Карпушина и Ардака Мукушова, которые были назначены в 2017 году,

Глеба Люксембурга, назначенного в 2015 году и Председателя Совета директоров, назначенного в 2013 году (а затем назначен повторно в 2017 году). 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:

Ф.И.О.	Возраст	Должность в Компании
Мынбаев Сауат .....	55	Председатель Правления, член Совета директоров
Карпушин Олег .....	49	Исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам
Шарипбаев Кайрат .....	54	Исполнительный Вице-президент по транспортировке и маркетингу газа
Карабаев Даурен.....	39	Исполнительный Вице-президент – Финансовый директор
Абденов Серик.....	41	Вице-президент по управлению человеческим ресурсами
Люксембург Глеб .....	49	Старший вице-президент по трансформации
Мукушов Ардак.....	40	Вице-президент по правовому обеспечению

**Мынбаев Сауат.** См. раздел «Совет директоров».

**Карпушин Олег.** Родился в 1968 году. В 1993 году окончил Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина и в 2013 году получил степень Магистра делового администрирования (МВА) в Университете Дьюка. Трудовую деятельность начал полевым инженером в нефтегазовой сервисной компании «Шлюмберже» в России. В 1997-1998 годах работал техническим инструктором в учебном центре «Дауэлл Шлюмберже», а в период с 1999-2002 годы руководил подразделением, осуществляющим работы по гидравлическому разрыву пластов. В 2002 году работал в компании «Шлюмберже» менеджером по развитию бизнеса в республиках Средней Азии и Азербайджане, затем до 2004 года занимал различные должности в компании «Шлюмберже». С 2004 по 2010 годы работал в компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», будучи ответственным за добычу нефти и газа и эксплуатацию морских платформ и морских трубопроводов компании. В 2010 году был назначен управляющим директором добывающих нефтегазовых активов западного дивизиона компании «Шелл Петролеум Девелопмент Компани» в Нигерии. В период с 2013-2015 годы занимал должность генерального директора «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». В 2015 году назначен старшим советником в штаб-квартире «Шелл Эксплорейшн энд Продакшн Б.В.» в Гааге. В июне 2017 года назначен Исполнительным вице-президентом по добыче, разведке и нефтесервисам Компании.

**Шарипбаев Кайрат.** Г-н Шарипбаев родился в 1963 году. Он окончил Казахский сельскохозяйственный институт в 1985 году и начал свою карьеру в качестве агроном в сельскохозяйственной отрасли. В период с 1991 по 1999 г-н Шарипбаев занимал различные исполнительские должности в ТОО «Коктем», АО «Шын-Асыл» и ТОО «Жетісу». 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 «Дэуір» в 2000 году. Г-н Шарипбаев был Генеральным директором издательского дома «Кітап» 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 «Қазақстан 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.

**Карабаев Даурен.** Г-н Карабаев родился в 1978 году и окончил Казахскую государственную академию управления в 1999 году по специальности Международные экономические отношения. В 2001 году он окончил магистратуру Университета Texas A&M, получив квалификацию магистр наук. Он начал свою карьеру с работы в качестве Кредитного аналитика в АО «АБН АМРО Банк

Казахстан» в 2001 году и стал начальником кредитного управления в 2003 году. В 2006 году г-н Карабаев работал Управляющим Директором в АО «Народный Банк Казахстана». Он 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, затем был назначен Исполнительным Вице-президентом – Финансовым директором Компании в октябре 2016 года.

**Абденов Серик.** Г-н Абденов родился в 1977 году. Он окончил Казахстанский Институт правоведения и международных отношений по специальности юрист в 1998 году. В 2004 году г-н Абденов закончил Карагандинский экономический университет Казпотребсоюза по специальности экономика, и в 2013 году он получил степень мастера делового администрирования в Российской академии народного хозяйства. Г-н Абденов был Главным специалистом управления регистрации нормативно-правовых актов с 1998 года, прежде чем был назначен Главным специалистом управления правовой экспертизы и законопроектных работ, а также Начальником отдела экспертизы подзаконных актов Министерства юстиции Республики Казахстан. В период с 2000 по 2003 годы он работал в Министерстве иностранных дел в качестве начальника отдела юридической экспертизы международно-правового департамента, начальником управления контроля и документооборота, и Заместителем руководителя аппарата. В период с 2004 по 2009 годы он работал в Министерстве труда и социальной защиты населения, занимая должности Заместителя директора, Директора Департамента занятости населения и государственного контроля за соблюдением законодательства о труде, охране труда и здоровья, Директором департамента труда и занятости, Вице-министром труда и социальной защиты населения Республики Казахстан. Г-н Абденов был назначен заместителем акима, а позже Первым заместителем акима Восточно-Казахстанской области в 2009 году. В период с 2012 по 2013 годы он был Министром труда и социальной защиты населения Республики Казахстан. Г-н Абденов был Советником Председателя Правления Компании и был назначен Управляющим директором по управлению человеческим ресурсами и оплаты труда Компании в 2013 году. Г-н Абденов является Вице-президентом по управлению человеческими ресурсами Компании с августа 2016 года.

**Люксембург Глеб.** Г-н Люксембург родился в 1968 году. Он закончил Ивано-Франковский институт нефти и газа в 1992 году с присвоением квалификации «горный инженер» и начал свою карьеру в качестве помощника бурильщика в Мамонтовском УПНПиКРС ПО «Юганскнефтегаз». Г-н Люксембург работал в ОАО «НК «ЮКОС», где занимал различные позиции, включая позицию Генерального директора ТОО «ЮКСАР» в 1997 году. Являлся Финансовым директором ООО «Ресурсэнерго» с 2000 по 2002 годы. В 2002 году г-н Люксембург начал работать в группе АО «ТНК-ВР» (ранее называвшейся ЗАО «Тюменская нефтяная компания») и работал в качестве Генерального директора в ЗАО «Региональный сервисный – Нягань» с 2002 по 2005 годы. В 2003 году закончил Московскую академию государственного и муниципального управления академии госслужбы. В период с 2005 по 2007 годы г-н Люксембург работал Генеральным директором ЗАО «РЦСУ-Нижневартовск» и отвечал за управление нефтесервисными предприятиями в регионах Нягань, Нижневартовск, Новосибирск, Радужный. Он был Генеральным директором ООО «Тагульское» с 2007 по 2009 годы и Заместителем Генерального директора «Роспан Интернейшнл» с 2009 по 2010 годы. С 2010 по 2011 годы занимал должность Вице-президента по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды ОАО «ТНК-ВР». С 2011 по 2014 годы служил Генеральным директором в ОАО «Ямал СПГ» и в 2012 году получил степень МВА, окончив Московскую международную высшую школу бизнеса «МИРБИС». Г-н Люксембург стал Заместителем Председателя Правления Компании в июне 2015 года.

**Мукушов Ардак.** Г-н Мукушов родился 4 марта 1978 года. Он закончил Евразийский университет им. Гумилева по специальности «Право и методика правового образования» с присвоением квалификации «юрист» в 1998 году. Г-н Мукушов закончил Казахский экономический университет им. Рыскулова. С 2000 по 2003 годы работал в Министерстве внутренних дел в Астане, а с 2003 по 2010 годы – в Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан в качестве главного специалиста, начальника отдела, начальника управления, а затем заместителем директора департамента юридической службы. С 2010 по 2013 годы – Директор департамента юридической службы Министерства нефти и газа Республики Казахстан. С января по август 2014 года – советник Председателя Правления Компании до назначения Директором департамента международных контрактов Компании. Г-н Мукушов был назначен Вице-президентом по правовому обеспечению Компании в январе 2017 года.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Служебным адресом каждого члена Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

### ***Председатель Правления***

Председатель Правления является высшим должностным лицом Компании. Действующий Председатель Правления, Мынбаев Сауат, первоначально был назначен решением Совета Директоров в июле 2013 года и назначен повторно в августе 2017 года.

Служебным адресом Председателя Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

### ***Служба внутреннего аудита***

Служба внутреннего аудита – постоянный коллегиальный орган Компании, осуществляющий внутренний аудит Компании, оценку надежности и эффективности систем внутреннего контроля и риск менеджмента Компании, мониторинг деятельности Компании, и ее соответствия казахстанскому законодательству и внутренней политике, и процедурам Компании. Служба внутреннего аудита осуществляет мониторинг и надзор за службами внутреннего аудита дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компании, предоставляет услуги внутреннего аудита и дает основные направления по организации систем внутреннего контроля и внутреннего аудита. По распоряжению Совета директоров Компании, Служба внутреннего аудита Компании может проводить аудит любого из дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний Компаний. Члены Службы внутреннего аудита Компании назначаются Советом директоров на срок, определяемый Советом директоров.

Члены Службы внутреннего аудита подотчетны Совету директоров и могут быть отстранены в любой момент. Служба внутреннего аудита имеет право созывать внеочередные заседания Совета директоров Компании.

### **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 9022,1 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, 9797,4 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2016 года и 9017,16 млн. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Вознаграждение ключевых руководителей Компании состоит из оклада и премии по результатам работы.

### **Трудовые договора с руководящими должностными лицами**

В общем, Компания заключает трудовые договора 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 директоров, Правления, Председателя Правления и Службы внутреннего аудита по отношению к Компании и их частными интересами или иными обязанностями не существует.

A9.9.2

## 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-Қазына». «Самрук-Қазына» 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-Қазына». С августа 2015 года доля НБРК была разводнена до 9,9% простых акций Компании. По состоянию на 31 декабря 2017 года акционерный капитал Компании составил 696 376,6 млн. тенге. Все акции Компании выпущены в обращение.

В 2013 году «Самрук-Қазына» принял новую политику в области дивидендов. Она предполагает использование дифференцированного подхода к дивидендам различных подразделений «Самрук-Қазына» в зависимости от их прибыльности и объема инвестированных средств. В соответствии с этой политикой, все подразделения, в которых «Самрук-Қазына» 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.

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, которые не были выплачены ранее, в размере 66,52 тенге за простую акцию общей суммой 39,2 млрд. тенге. См. Примечание 18 к Финансовой отчетности за 2017 год.

### «Самрук-Қазына»

«Самрук-Қазына» на 100% принадлежит государству и является национальной холдинговой компанией по управлению практически всеми государственными предприятиями. «Самрук-Қазына» 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 «Қазына». «Самрук-Қазына» – 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-Қазына». В августе 2015 года «Самрук-Қазына» продал 10% плюс одну акцию своей доли в Компании НБРК. С августа 2015 года доля НБРК была сокращена до 9,9% простых акций Компании.

Главная задача «Самрук-Қазына» – управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лица на мировых рынках. Еще одной целью «Самрук-Қазына» 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-Қазына» 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-Қазына» осуществляется согласно общим принципам корпоративного управления, которые применяются ко всем акционерным обществам в Республике Казахстан. Соответственно, структура корпоративного управления «Самрук-Қазына» 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-Қазына» назначаются Правительством. Среди его членов, помимо прочих: Министр финансов, Министр экономики и бюджетного планирования, независимые директора и председатель Правления «Самрук-Қазына». 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 РД КМГ**

Ниже приведена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным между Компанией и ее основными дочерними предприятиями.

### ***Соглашение о взаимоотношениях с РД КМГ и дальнейшее предложение о выкупе акций***

Соглашение о взаимоотношениях, регулирующее степень контроля со стороны Компании над руководством РД КМГ, было заключено между Компанией и РД КМГ 8 сентября 2006 года («Соглашение о взаимоотношениях»). Основные цели Соглашения о взаимоотношениях:

- обеспечить наличие эффективного доступа РД КМГ к международным рынкам капитала;
- обеспечить, чтобы РД КМГ (i) имела возможность осуществлять хозяйственную деятельность в качестве самостоятельного предприятия, отдельного от Компании и любого из ее аффилированных лиц, и (ii) действовала в лучших интересах всех акционеров;
- Компания приложит разумные усилия, чтобы обеспечить, что ни один член Компании не будет предпринимать никаких действий, которые помешают РД КМГ осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от Компании (или приведут к невозможности ее постоянного листинга на любой признанной фондовой бирже);
- В соответствии с Законом об АО и условиями Сервисного соглашения (как определено ниже), Компания не будет осуществлять свое право голосования в РД КМГ ни как акционер, ни через своих представителей в Совете директоров РД КМГ в отношении любого решения по любой сделке между РД КМГ и Компанией и, в случае Совета директоров РД КМГ – по вопросам, в которых представители Компании могут быть заинтересованы, будучи директором или должностным лицом Компании или любых предприятий Компании;
- Компания не будет требовать от РД КМГ увеличения размера финансового вклада для содействия в реализации социальных проектов в тех регионах и городах, где работают члены РД КМГ, кроме предусмотренного социальными программами, предшествующими Соглашению о взаимоотношениях, условиями лицензий на разведку или добычу и контрактов, имеющихся у членов РД КМГ в тот или иной момент, казахстанским законодательством или иными документами, одобренными Советом директоров РД КМГ в соответствии с ее уставом; и

- и Компания, и РД КМГ должны обеспечить, что они сами и их соответствующие дочерние предприятия будут, в соответствии с действующим законодательством и условиями действующих договоров между Компанией и РД КМГ (или их соответствующими аффилированными лицами), осуществлять любые сделки и отношения (договорные или иные) между любым членом Компании, с одной стороны, и любым членом Компании, с другой стороны, основываясь на принципе «вытянутой руки» на обычной коммерческой основе.

Соглашение о взаимоотношениях остается в силе до наступления одного из следующих событий, в зависимости от того, которое наступит раньше: (i) исключение ГДР, выпущенных РД КМГ, из листинга любой фондовой биржи, на которую были допущены ценные бумаги РД КМГ (кроме KASE), или (ii) потеря Компанией (или любым ее аффилированным лицом) статуса «мажоритарного акционера» РД КМГ. В этих целях «мажоритарным акционером» является любое лицо (или лица, действующие совместно по официальному или иному договору), имеющее или контролирующее 30% или более голосов на общих собраниях акционеров РД КМГ или имеющее возможность контролировать назначение директоров, которые имеют возможность использовать большинство голосов на заседаниях Совета директоров РД КМГ.

В июне 2016 года Компания предложила внести некоторые изменения в устав РД КМГ и в Соглашение о сотрудничестве с целью улучшения ухудшающихся финансовых результатов РД КМГ, на которые неблагоприятное воздействие оказали тяжелые торговые условия и внешняя среда. Компания также предложила приобрести акции и ГДР в РД КМГ у акционеров РД КМГ, желающих выйти в ответ на данное предложение, по цене 7,88 долларов США за ГДР, 47,28 долларов США за обыкновенную акцию и 27,62 долларов США за привилегированную акцию. В июле 2016 года Компания опубликовала пересмотренный циркуляр: (i) увеличив цену предложения на покупку акций и ГДР в РД КМГ до 9,00 долларов США за ГДР, 54,00 доллара США за обыкновенную акцию и 31,55 долларов США за привилегированную акцию; и (ii) убрав из предложения условие о том, что Компания сохраняет права вето в отношении будущих назначений Независимых директоров РД КМГ Комитетом по выставлению кандидатур. Предложение было отклонено акционерами РД КМГ в августе 2016 года.

8 декабря 2017 года РД КМГ было запущено Тендерное предложение РД КМГ для держателей своих находящихся в обращении ГДР о покупке ГДР по цене 14,00 долларов США за штуку. 23 января 2018 года РД КМГ объявил о том, что получил действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении приблизительно 87% всех находящихся в обращении ГДР (за исключением принадлежащих самому РД КМГ), и соответственно, Тендерное предложение РД КМГ стало безусловным. 23 января 2018 года РД КМГ запустил Предложение по акциям РД КМГ, которое представляет собой предложение выкупить на KASE (по цене 84,00 доллара США за одну обыкновенную акцию, с оплатой в тенге) все находящиеся в обращении обыкновенные акции РД КМГ. Первой датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ являлось 19 февраля 2018 года. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о вступлении в силу первой даты расчетов, и в результате этого РД КМГ выкупил в общей сложности: (i) 134 070 054 ГДР, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 97,7% находящихся в обращении ГДР РД КМГ (за исключением ГДР, принадлежащих Компании) и представляющих приблизительно 31,8% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ; и (ii) 320 688 обыкновенных акций, которые на 31 января 2018 года представляли приблизительно 0,5% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. Выкуп финансировался за счет собственных средств РД КМГ. Обыкновенные акции РД КМГ будут находиться в собственном портфеле, а ГДР будут находиться в собственности РД КМГ при условии обмена таких ГДР на обыкновенные акции в надлежащее время. 20 февраля 2018 года РД КМГ объявил о том, что после первой даты расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ, Компании и РД КМГ совместно принадлежат в общей сложности 47 194 539 обыкновенных акций и 134 781 116 ГДР РД КМГ, которые представляют приблизительно 99,2% от общего количества всех обыкновенных акций РД КМГ. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с условиями соответствующих предложений, Тендерное предложение РД КМГ было закрыто 8 марта 2018 года, а Предложение по акциям РД КМГ было закрыто 12 марта 2018 года. По состоянию на 8 марта 2018 года РД КМГ были приобретены или получены действительные документы о принятии Тендерного предложения РД КМГ в отношении общего количества ГДР в объеме 135 328 231 штуки, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 98,6% находящихся в обращении ГДР. По состоянию на 21 февраля 2018 года в обыкновенные акции были конвертированы 54 миллиона ГДР. На момент

закрываются торги на KASE 12 марта 2018 года РД КМГ приобретены или получены заявки на продажу в соответствии с Предложением по акциям РД КМГ в отношении общего количества находящихся в обращении обыкновенных акций в объеме 331 677 штук, которые на 18 февраля 2018 года представляли приблизительно 0,5% находящихся в обращении обыкновенных акций (включая обыкновенные акции, представленные ГДР). Предположительно, окончательной датой расчетов по Тендерному предложению РД КМГ и Предложению по акциям РД КМГ будет являться 5 апреля 2018 года.

12 марта 2018 года было созвано внеочередное общее собрание РД КМГ, на котором были приняты решения об утверждении: (i) делистинга на LSE; (ii) делистинга на KASE; и (iii) определенных изменений и дополнений в устав РД КМГ, включая: (a) изменение размера необходимого большинства голосов для принятия решений акционеров по определенным вопросам, включая делистинг ценных бумаг РД КМГ, с квалифицированного большинства голосов на простое большинство голосов; (b) изменение требования о принятии решений Совета директоров по определенным вопросам, указанным в уставе, большинством голосов директоров, с указанного большинства на простое большинство присутствующих на собрании директоров; (c) исключение прямого права независимых исполнительных директоров на привлечение профессиональных консультантов для получения ими консультаций за счет РД КМГ; (d) изменение требования об утверждении повестки дня всех собраний совета большинством независимых исполнительных директоров, присутствующих на соответствующем собрании, с указанного большинства на простое большинство всех директоров; (e) изменение кворума на собрании совета с двух третей директоров на половину директоров; и (f) исключение требования о необходимости присутствия двух третей независимых исполнительных директоров на собрании совета для правомочности собрания. РД КМГ объявил о своем намерении обратиться за делистингом на LSE и делистингом на KASE, при условии истечения срока действия Предложения по акциям РД КМГ. При осуществлении делистинга на LSE Соглашение о взаимоотношениях автоматически утратит силу. 13 марта 2018 года РД КМГ объявил о том, что в соответствии с Законом об АО держатели обыкновенных акций или привилегированных акций РД КМГ, не присутствовавшие на внеочередном общем собрании или проголосовавшие против принятия решений, принятых на собрании, вправе обратиться с требованием о покупке РД КМГ их соответствующих акций путем направления соответствующего требования в течение 30 дней.

В результате осуществления Тендерного предложения РД КМГ и Предложения по акциям РД КМГ возрастет доля обыкновенных голосующих акций РД КМГ, принадлежащих Компании, а также запасов и производственных мощностей, относимых на счет Компании. Компания находится в процессе рассмотрения вариантов реинтеграции РД КМГ в состав Компании в контексте своих других трансформационных программ.

### ***Сервисное соглашение***

РД КМГ и Компания ежегодно заключают Сервисное соглашение, в соответствии с которым Компания предоставляет определенные права и оказывает определенные услуги РД КМГ и воздерживается от осуществления определенных видов деятельности на территории РК. Соответственно, Сервисное соглашение перезаключается ежегодно, если РД КМГ принимает решение о том, что заключение Сервисного соглашения выгодно для РД КМГ. Сервисное соглашение в последний раз было перезаключено в апреле 2014 года. В 2016 и 2017 годах РД КМГ не запрашивала никаких услуг от КМГ по Сервисному соглашению.

В соответствии с Сервисным соглашением:

- Компания обязуется не осуществлять и обеспечить, чтобы ни один член Компании не осуществлял, выполнял или имел иную экономическую заинтересованность в разведке, разработке или добыче нефти на суше преимущественно на месторождениях углеводородов Казахстана, кроме следующих случаев:
  - (i) операции осуществляются каким-либо членом Компании или лицом, в котором какой-либо член Компании имеет долю собственности или участия на дату заключения Сервисного соглашения, и/или в соответствии с постановлениями Правительства и/или международными обязательствами Казахстана;
  - (ii) в связи с приобретением или владением любым Существующим наземным нефтяным активом или Нового наземного нефтяного актива (каждое из понятий

определено ниже), как это требуется для выполнения ее обязательств по Сервисному соглашению;

- (iii) Компания приобрела любой Существующий наземный нефтяной актив или Новый наземный нефтяной актив, и РД КМГ уведомило Компанию о своем нежелании приобретать такой существующий наземный нефтяной актив или новый наземный нефтяной интерес; или
  - (iv) в иных случаях при получении письменного согласия РД КМГ при условии, что РД КМГ обязуется, что будет иметь право предоставить такое согласие только в том случае, если оно будет одобрено на заседании Совета директоров РД КМГ большинством независимых неисполнительных директоров, присутствовавших на таком заседании и одобрявших такое согласие.
- Если Государством будет принято решение о продаже или передаче своей контрольной доли участия в любом проекте недропользования в отношении месторождений углеводородов в Казахстане или любых нелицензированных разведочных площадей, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, Министерством энергетики («**Новый наземный нефтяной интерес**»), то Компания по запросу РД КМГ представит в Министерство энергетики предложение о желании Компании приобрести такой Новый наземный нефтяной интерес без проведения конкурса в отношении такого Нового наземного нефтяного интереса. Если Компания приобрела Новый наземный нефтяной интерес без проведения конкурса в отношении такого интереса, или Компания принимает решение продать или передать контрольную долю участия в любом Новом наземном нефтяном интересе, уже принадлежащем Компании, то Компания сначала предоставит РД КМГ право преимущественной покупки такого Нового наземного нефтяного интереса по справедливой рыночной стоимости. Если Компания и РД КМГ не смогут согласовать условия такого приобретения, Компания должна выставить такой Новый наземный нефтяной интерес на аукцион для продажи заинтересованным лицам, при этом РД КМГ будет иметь право подать ценовое предложение, соответствующее предложению победителя, и приобрести до 50% такого Нового наземного нефтяного интереса.
  - Если Правительство (в соответствии со ст. 12 Закона о недрах 2010 года, см. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Регулирование прав недропользования в Казахстане – Закон о недрах 2010 года – Приоритетное право Государства*») принимает решение осуществить свое преимущественное право на приобретение доли в любом праве недропользования или активе в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или долю собственности или иную долю участия в любом юридическом лице (учрежденном в РК или за ее пределами), которому принадлежит (полностью или частично) такое право недропользования или актив (кроме Нового наземного нефтяного интереса) («**Существующий наземный нефтяной актив**»), в приобретении которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна предпринять разумные усилия для обеспечения того, чтобы Правительство осуществило такое преимущественное право от имени РД КМГ, и РД КМГ приобрело такой Существующий наземный нефтяной актив. Если Компания примет решение об отчуждении контрольной доли участия в любом ином Существующем наземном нефтяном активе, принадлежащем Компании, в отношении приобретения которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна сначала предоставить РД КМГ преимущественное право на приобретение такого Существующего наземного нефтяного актива по справедливой рыночной стоимости. Если Компания и РД КМГ не смогут договориться об условиях такого приобретения, Компания должна выставить такой Существующий наземный нефтяной актив (в размере не меньшем, чем та часть, которая была предложена РД КМГ) на аукцион для продажи заинтересованным лицам, при этом РД КМГ будет иметь право подать ценовое предложение, соответствующее предложению победителя, и приобрести до 50% такого Существующего наземного нефтяного актива. Если Компания не продаст контрольную долю участия в любом Существующем наземном нефтяном активе (посредством осуществления преимущественного права РД КМГ, на аукционе или иным образом), и впоследствии РД КМГ обратится к Компании с предложением о продаже такого Существующего наземного нефтяного актива, Компания должна добросовестно рассмотреть такое предложение (без обязанности продавать такой Существующий наземный нефтяной актив РД КМГ).

- Компания приложит все разумные усилия, чтобы обеспечить, что РД КМГ продолжит пользоваться практически на тех же условиях транспортной инфраструктурой, используемой членами Компании, в течение всего срока действия Сервисного соглашения. В частности, Компания должна обеспечить следующее в отношении самой себя, а также приложить все разумные усилия к тому, чтобы любые третьи лица могли предпринять любые действия, требуемые от них:
  - (i) КТО продолжит предоставлять Компании мощности для транспортировки нефти на экспорт и на внутренний рынок посредством своей трубопроводной системы, как предусмотрено в договоре между РД КМГ и КТО от 10 сентября 2004 года, с поправками от 26 апреля 2006 года, срок действия которого истек в 2013 году («**Транспортный договор КТО**»), а РД КМГ будет предоставлять объемы сырой нефти для транспортировки и осуществлять платежи, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО;
  - (ii) после истечение срока действия Транспортного договора КТО, КТО в необходимые сроки предоставит РД КМГ мощности для транспортировки нефти на условиях не менее благоприятных, чем условия, предлагаемые другим пользователям, при условии, что КТО может предоставить преимущественное право тем пользователям, которые выполняют свои договорные обязательства перед КТО; и
  - (iii) КТО предоставит РД КМГ дополнительные оставшиеся мощности для транспортировки нефти (или новые транспортные маршруты) на коммерческих условиях по принципу «качай или плати».
- Компания приложит все разумные усилия в рамках прав акционера со стороны Казахстана по Акционерному договору КТК (см. раздел «*Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК*»), чтобы обеспечить следующее:
  - (i) РД КМГ (или любой указанный член РД КМГ) будет назначено «аффилированным перевозчиком» Компании (включая все права и обязательства, в соответствии с которыми Компания имеет доступ к Трубопроводу КТК) в целях доступа к Трубопроводу КТК в отношении любых объемов сырой нефти, в письменном виде предлагаемых РД КМГ к перевозке по Трубопроводу КТК;
  - (ii) Компания имеет право на поставку в Трубопровод КТК любых объемов сырой нефти, в письменном виде предлагаемых РД КМГ к перевозке по Трубопроводу КТК в соответствии с квотами, предоставленными акционеру от РК; и
  - (iii) консорциум КТК предоставляет любые увеличения мощности Трубопровода КТК (в соответствии с письменным уведомлением, предоставляемым РД КМГ в адрес Компании в тот или иной момент) РД КМГ как «аффилированному перевозчику» Компании (если это коммерчески оправданно).

В качестве встречного удовлетворения за предоставление таких прав и оказание таких услуг, а также за согласие Компании ограничить свою хозяйственную деятельность, РД КМГ согласилось выплачивать Компании сумму в 10,0 млрд. тенге в год (включая НДС). В случае, если Компания выигрывает ежегодный конкурс по закупке услуг, предусмотренных Сервисным соглашением, сумма оплаты таких услуг за год будет соответствовать указанной в конкурсном предложении, однако Компания предполагает, что такая сумма будет увеличиваться с учетом индекса потребительских цен в Казахстане, как предусмотрено Соглашением о взаимоотношениях (см. раздел «*Соглашение о взаимоотношениях с РД КМГ и дальнейшее предложение о выкупе акций*»).

#### **Прочие 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.

### ***Договоры поставки на Атырауский НПЗ***

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, РД КМГ обязался принимать участие в ежегодных конкурсах по закупке сырой нефти до апреля 2016 года.

РД КМГ и Компания договорились, что такое участие РД КМГ будет осуществляться на следующих условиях:

- За 2006-2010 годы, согласно Соглашению о взаимоотношениях, РД КМГ был обязан продать до 1,9 миллионов тонн нефти в год, если такое потребуется Атырауским НПЗ. За 2011-2015 годы сумма, которую РД КМГ обязан предоставить согласно Соглашению о взаимоотношениях, определяется на ежегодной основе.
- Цена любой сырой нефти, поставляемой РД КМГ, должна быть равна себестоимости такой сырой нефти плюс 3%-ная маржа, при этом, себестоимость нефти рассчитывается как стоимость добычи 1 тонны сырой нефти для РД КМГ плюс транспортные расходы, понесенные РД КМГ, где:
  - (i) стоимость добычи 1 тонны сырой нефти – это отношение (А) общих расходов по добыче сырой нефти и всех административных и непроизводственных (в т.ч. общих административных) затрат в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год к (В) общему объему добычи сырой нефти на всех добывающих подразделениях РД КМГ в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год; и
  - (ii) стоимость транспортировки 1 тонны сырой нефти – это отношение (А) общих расходов по транспортировке сырой нефти со всех добывающих подразделений РД КМГ до Атырауского НПЗ в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год к (В) общему объему поставок сырой нефти на Атырауский НПЗ со всех добывающих подразделений РД КМГ в соответствии с планом государственных закупок на соответствующий календарный год.

РД КМГ не участвовал ни в каких тендерах на материальное обеспечение с апреля 2016 года и Компания не имеет обязательств по участию в тендерах на поставку сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ. До апреля 2016 года РД КМГ продавал часть добываемой им сырой нефти в пользу КМГ-ПМ для выполнения своих обязательств по внутренней поставке нефти. КМГ-ПМ затем перерабатывал данную сырую нефть и продавал продукты нефтепереработки. Начиная с апреля 2016 года РД КМГ стал поставлять объемы сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ и ПНХЗ (и оплачивал соответствующую стоимость переработки), а затем продавал переработанные нефтепродукты за свой счет, используя КМГ-ПМ в качестве агента по продажам. 1 января 2017 года РД КМГ перестал использовать КМГ-ПМ в качестве агента по продажам и начал самостоятельно продавать продукты нефтепереработки.

### ***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 свои доходы 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, между Компанией, Chevron Overseas, LukArco B.V. и ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. 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; (б) неплатежеспособность товарищества или выход одного из участников в соответствии с Учредительным договором; (с) 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 (i) 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, и (ii) данное положение не применяется к Chevron Corporation, Mobil Corporation, ПАО «ЛУКОЙЛ» или Atlantic Richfield Company; или (f) по истечении 6 месяцев после слияния или изменения контроля Chevron Corporation, Mobil Corporation, ПАО «ЛУКОЙЛ» или Atlantic Richfield Company, если Правительство имеет разумные основания не одобрять такое слияние или изменение контроля после добросовестного обсуждения данного вопроса с Chevron Corporation, Mobil Corporation, ПАО «ЛУКОЙЛ» или Atlantic Richfield Company или лицом, приобретающим контроль над ними.

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 (a) 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 шести 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;
- 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, слияние, приобретение или отчуждение любого участия в любом другом лице 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, если такие соглашения или изменения заключаются на одинаковых для всех участников условиях.

Согласно Учредительному договору Chevron Overseas 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 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. Неисполнение денежных требований покрывается ненарушающими участниками ТШО, и такая оплата компенсируется с вознаграждением и, до полной компенсации, с предоставлением преимущественного права на долю при распределении любой прибыли ТШО, причитающейся нарушившему участнику.

Если неисполнение длится 90 дней, нарушающие участники ТШО вправе в течение 60 дней после этого принять решение о покупке доли участника нарушившего участника или о ликвидации ТШО. Если цена не может быть согласована, нарушающие участники имеют преимущественное право на приобретение любых продаваемых активов ТШО. 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.

Учредительный договор предусматривает, что ТШО распределяет максимальный объем имеющихся денежных средств, с учетом своей обоснованной потребности в денежных средствах. Согласно договору, каждый из участников ТШО имеет право на получение, удержание и использование денежных авансов от ТШО за пределами Казахстана и СНГ пропорционально их долям участия в ТШО. Учредительный договор предусматривает, что ТШО несет ответственность за удержание применимых налогов на прибыль и выплачиваемые им проценты.

Учредительный договор предусматривает, что все поступления от продаж ТШО в свободно конвертируемой валюте будут размещаться на банковских счетах ТШО в Лондоне, поступления в неконвертируемой валюте могут быть размещены по решению Совета партнерства, обязательства в свободно конвертируемой валюте будут оплачиваться напрямую с лондонских счетов ТШО, а в неконвертируемой валюте – со счетов неконвертируемых валют ТШО.

#### *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 – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – 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 было заключено 2 апреля 1993 года, а последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 года, между Правительством, Компанией, Chevron Overseas, STOR, ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. и LukArco B.V. («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. 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 договора 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, действительные до 6 апреля 2033 года, имеют преимущественную силу в случае любого несоответствия действующему или будущему законодательству РК и не могут быть изменены без прямого письменного согласия Правительства, Chevron Corporation, Mobil Corporation, ПАО «ЛУКОЙЛ» и Atlantic Richfield Company (в настоящее время – дочернее предприятие BP plc («BP»)). Соглашение по проекту предусматривает, что Правительство предпримет необходимые меры для придания таким положениям силы закона. Соглашение по проекту предусматривает, что совокупная сумма налогов и других платежей и роялти, применимых к ТШО в отношении Тенгизского проекта, к Компании в отношении выплаты вознаграждения и распределения прибыли, полученной от ТШО, к STOR в отношении платежей от ТШО и Государства, и к Chevron Overseas), ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc. и LukArco B.V. в отношении их долей участия в ТШО, и иным образом связанных с Тенгизским проектом, фиксируются, как указано ниже до 6 апреля 2033 года.

ТШО оплачивает Государству базовый роялти по ставке 25% долларового эквивалента стоимости сырой нефти, газа, пропана, серы и других продуктов, оцененной на устье скважины. По условиям Соглашения по проекту, ТШО оплачивает базовый роялти ежеквартально. Каждый квартальный платеж должен быть осуществлен в течение 30 дней с конца соответствующего квартала и состоит из 90% базового роялти, начисленного к оплате за такой квартал, плюс разница между начисленным платежом за предыдущий квартал и суммой базового роялти, фактически причитающегося за предыдущий квартал. Правительство может принять решение о получении базового роялти в виде сырой нефти и других продуктов, если имеется достаточный уровень добычи.

Соглашение по проекту предусматривает, что ТШО не будет предъявлять никаких требований о возмещении Государству какого-либо Нетто НДС (см. определение ниже) или требовать амортизации в отношении любых сумм увеличения, не подлежащего зачету НДС (см. определение ниже). Соглашение по проекту предусматривает, что базовый роялти будет уменьшен на сумму, равную (а) сумме любого возмещения в отношении Нетто НДС, относимого исключительно на счет Тенгизского проекта, которое подлежало бы выплате в адрес ТШО, если бы не положение

Соглашения по проекту, описанное в предыдущем предложении, плюс любое увеличение суммы, не подлежащей зачету НДС, оплаченной ТШО сверх суммы, не подлежащей зачету НДС, который причитался бы к оплате, если бы соответствующие товары или услуги были куплены на дату Соглашения по проекту. «**Нетто НДС**» означает разницу между (i) суммами налога на добавленную стоимость, наложенных любой республикой СНГ и оплаченных ТШО по товарам и услугам, поставленным в адрес ТШО в связи с Тенгизским проектом, и (ii) суммами налога на добавленную стоимость, наложенными Республикой Казахстан и выставленными в адрес ТШО по товарам и услугам, поставленным ТШО в связи с Тенгизским проектом. «**Не подлежащий зачету НДС**» означает налог на добавленную стоимость, наложенный любой республикой СНГ на товары и услуги,

которые в соответствии с казахстанским законодательством в тот или иной момент не подлежат принятию в расчет при определении Нетто НДС.

Соглашение по проекту устанавливает налог на прибыль на уровне 30% до тех пор, пока как минимум двум аналогичным проектам, осуществляемым совместными предприятиями, не будет предоставлена более низкая ставка налога на прибыль.

Если общая сумма (а) налогов и других платежей, оплачиваемых в соответствии с Соглашением по проекту за любой налоговый год, минус НДС, (б) начисленных налогов, которые не были применимы к ТШО на момент образования («**неприменимые налоги**»), и (с) налогов на заработную плату, превышает сумму, которая причиталась бы к оплате по следующим ставкам, или ниже такой суммы, то сумма роялти, причитающаяся к оплате в РК подлежит корректировке. Корректировка осуществляется для того, чтобы обеспечить, что совокупная сумма, полученная РК в виде налогов и роялти (за минусом НДС, неприменимых налогов и налогов на заработную плату), будет равна сумме, которая причиталась бы к оплате по следующим ставкам: 30% – на прибыль ТШО, 20% – налог у источника в отношении вознаграждения, выплачиваемого ТШО, 15% – налог у источника в отношении прибыли, распределяемой ТШО, и соответствующая совокупная индексированная сумма (7 млн. долларов США, индексированных на цены 1997 года), как определено в Соглашении по проекту, в отношении дополнительных налогов. Ставки налога на прибыль и налогов у источника должны корректироваться, если как минимум двум аналогичным проектам совместных предприятий будут предоставлены более низкие налоговые ставки.

Если сумма уменьшения роялти, подлежащего уплате Государству, превышает размер роялти, подлежащего уплате Государству, такое превышение будет зачтено против любых налогов и других обязательных платежей в бюджет, подлежащих уплате Государству. Если ТШО препятствуют в получении справедливой мировой рыночной цены (которая определяется как экспортная цена, достигнутая на тот момент в ходе свободных переговоров по принципу «вытянутой руки») за полную стоимость любого объема проданной сырой нефти ТШО, или препятствуют в размещении любой части поступлений от продаж сырой нефти в свободно конвертируемой валюте на банковских счетах в Лондоне, то базовый роялти уменьшается на сумму, равную сумме соответствующего убытка.

#### ***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 – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – 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 СРП 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 преимущественным правам Правительства на приобретение прав по Контрактам на недропользование, 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 32 к Финансовой отчетности за 2017 год и Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2016 год. 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-Қазына» и иными лицами, контролируемые Правительством.

Сделки со связанными сторонами заключаются в соответствии с законом Казахстана, включая закон о компании, а также правила внутреннего распорядка «Самрук-Қазына», 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.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В таблицах ниже указаны общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами за указанные периоды и по состоянию на указанные даты:

Связанная сторона	За период, закончившийся	Продажи в	Покупки у	Проценты,	Проценты,
		пользу связанных сторон	связанных сторон	причитающиеся от связанных сторон	причитающиеся связанным сторонам
<i>(в миллионах тенге)</i>					
Предприятия «Самрук-Қазына» <sup>(1)</sup> .....	31 декабря 2017 года	66 161,2	29 897,0	28 364,6	–
	31 декабря 2016 года	64 283,5	28 166,8	14 325,5	4 089,5
	31 декабря 2015 года	52 538,7	25 971,5	4 731,5	561,7
Ассоциированные компании.....	31 декабря 2017 года	9 597,9	38 647,8	10 413,9	–
	31 декабря 2016 года	25 429,1	61 467,3	13 417,3	4 379,0
	31 декабря 2015 года	112 705,1	22 378,4	9 383,5	2 885,3
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером .....	31 декабря 2017 года	318 154,5	1 000 163,8	25 869,0	10 769,1
	31 декабря 2016 года	303 010,9	624 153,4	26 462,2	4 917,7
	31 декабря 2015 года	278 198,2	125 179,9	15 983,0	–
Прочие связанные стороны .....	31 декабря 2017 года	–	2 942,3	–	25 694,3
	31 декабря 2016 года	–	4 764,4	–	25 424,7
	31 декабря 2015 года	–	68 406,3	717,0	13 236,9

Связанная сторона	По состоянию на	Суммы,	Суммы,	Денежные	Займы,
		причитающиеся от связанных сторон	причитающиеся связанным сторонам	средства и депозиты, размещенные у связанных сторон	причитающиеся связанным сторонам
<i>(в миллионах тенге)</i>					
Предприятия «Самрук-Қазына» <sup>(1)</sup> .....	31 декабря 2017 года	289 084,3	1 703,1	54,0	–
	31 декабря 2016 года	250 189,2	1 755,2	227,3	–
	31 декабря 2015 года	86 673,9	28 779,7	38,3	7 527,7
Ассоциированные компании.....	31 декабря 2017 года	154 953,6	3 747,6	–	–
	31 декабря 2016 года	196 364,7	6 519,2	–	–
	31 декабря 2015 года	238 975,8	2 740,2	–	–
Совместные предприятия, в которых Компания является партнером .....	31 декабря 2017 года	556 563,8	194 182,3	–	–
	31 декабря 2016 года	426 310,1	148 065,7	–	–
	31 декабря 2015 года	386 156,4	71 317,4	–	–
Прочие связанные стороны .....	31 декабря 2017 года	–	8 752,6	2 675,6	489 948,7
	31 декабря 2016 года	–	8 783,3	308,7	539 518,3
	31 декабря 2015 года	–	12 943,1	274,3	622 971,8

Примечание:

(1) Включает в первую очередь сделки Компании с «Самрук-Қазына», АО Национальная компания «Қазақстан темір жолы», АО «Қазақтелеком», АО «Қазатомпром», АО «КЕГОК», АО «Қазпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими компаниями.

Сделки с «Самрук-Қазына» и другими лицами, контролируемые государством, в основном представлены сделками Компании с АО «НК «Қазақстан темір жолы», АО «НК «Қазақтелеком», АО «НАК «Қазатомпром», АО «КЕГОК», АО «Қазпочта», АО «Самрук-Энерго» и другими компаниями.

Компании, входящие в группу компаний «Самрук-Қазына» 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-Қазына», на рыночных условиях.

В 2014 году КТГ предоставила ГБШ беспроцентный заем двумя траншами на сумму 10,2 млрд. тенге и 15,8 млрд. тенге. В 2015 и 2016 годах КТГ предоставила ГБШ дополнительные беспроцентные займы на сумму 36,8 млрд. тенге и 11,4 млрд. тенге, соответственно. В октябре 2015 года Соёрегативе KazMunaiGaz U.A. продала 50% своих акций в KMG Kashagan B.V. в пользу «Самрук-Қазына» 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-Қазына» впоследствии передал эти акции обратно Группе в доверительное управление от имени «Самрук-Қазына», 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-Қазына» и находящихся в доверительном управлении от имени «Самрук-Қазына», который был наложен по иску Сторон Стати. Арест не влияет на повседневное управление долей участия «Самрук-Қазына» в KMG Kashagan B.V., за исключением выплаты дивидендов в пользу «Самрук-Қазына». См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО»*.

В 2015 году Компания выпустила 55,7 млн. обыкновенных акций, в качестве вознаграждения за выпуск данных акций Компания получила денежные средства на сумму 12,7 млрд. тенге и право требования платежа по договору займа от 16 мая 1997 года между Правительством и КТК (**«Казахстанские облигации»**). См. Примечание 19 к Финансовой отчетности за 2016 год.

В 2015 году Компания признала дополнительный оплаченный капитал в размере 13,4 млрд. тенге, что представляет собой справедливую стоимость газопроводов, переданных «Самрук-Қазына» на условиях доверительного управления до завершения передачи законного права собственности ИЦА на трубопроводы, эксплуатируемые ИЦА. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа»*.

В 2016 году Компания предоставила беспроцентный заем в пользу «Самрук-Қазына» на сумму 203,9 млрд. тенге. В 2017 году Компания предоставила дополнительный беспроцентный заем в пользу «Самрук-Қазына» на сумму 47,0 млрд. тенге.

В 2016 году Компания выпустила 5 272 обыкновенных акций и, в качестве вознаграждения за выпуск таких акций, Компания получила здание в Кызылорде, стоимость которого составляет 13,2 млн. тенге, а также денежные средства в размере 1000 тенге.

В феврале 2017 года Компания выпустила 5,2 млн. обыкновенных акций для «Самрук-Қазына», и в качестве вознаграждения за выпуск таких акций Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления, а также вспомогательные сооружения, на сумму 13,0 млрд. тенге и денежные средства в размере 1000 тенге.

В феврале 2017 года КМГ получил от Правительства основные средства стоимостью 11,2 млрд. тенге согласно договору доверительного управления. 17 февраля 2017 года КТГ разместил 1 296 788 своих обыкновенных акций, которые были приобретены Компанией в обмен на право собственности на определенные газопроводы, расположенные в Западно-Казахстанской, Актюбинской, Костанайской, Алматинской и Атырауской областях, вместе с вспомогательными сооружениями.

В 2017 году Компания увеличила дополнительный оплаченный капитал в размере 13,2 млрд. тенге, который представляет справедливую стоимость газопроводов, переданных ей Правительством на условиях доверительного управления, что служит в качестве краткосрочного механизма до полного перехода законного права собственности к Компании.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

В 2017 году выплаты в пользу «Самрук-Қазына» включали: (i) отчисления на строительство «Дворца единоборств» в Астане в размере 5,5 млрд. тенге (14,3 млрд. тенге в 2016 году); (ii) прибыль по результатам деятельности дочернего предприятия Компании – ТОО «PSA» – в совокупном размере 5,8 млрд. тенге (5,9 млрд. тенге в 2016 году); и (iii) корректировку справедливой стоимости газопроводов, полученной в качестве оплаты за выпущенные обыкновенные акции в совокупном размере 514 000 тенге.

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, каждый 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

*Ниже представлена форма Окончательных условий выпуска, 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/EU (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.]<sup>1</sup>

**[ЗАПРЕТ НА ПРОДАЖУ ЧАСТНЫМ ИНВЕСТОРАМ В ЕЭЗ** – 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»). 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/EU («**Директива MiFID II**»); или (ii) клиент в значении Директивы 2002/92/ЕС («**Директива IMD**»), если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент согласно определению, содержащемуся в пункте (10) Статьи 4(1) Директивы MiFID II. Соответственно, основной информационный документ, требуемый Регламентом (ЕС) № 1286/2014 («**Регламент PRIIPs**») для предложения или продажи Облигаций или иного их предоставления частным инвесторам в ЕЭЗ, не был подготовлен, и следовательно, в соответствии с Регламентом PRIIPs предложение, продажа или иное предоставление Облигаций любому частному инвестору в ЕЭЗ могут быть незаконными.])<sup>2</sup>

**Окончательные условия выпуска от [●]**

**АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»**

**«KAZMUNAIGAZ FINANCE SUB B.V.»**

*Выпуск [указать общий номинальный размер Транша] [название Облигаций]*

***Программа по выпуску Глобальных среднесрочных облигаций в объеме  
10 500 000 000 долларов США***

**ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ**

[Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях Базового проспекта от 3 апреля 2018 года [и дополнительного Базового проспекта от [●]], которые [совместно] составляют Базовый проспект («**Базовый проспект**») в целях Директивы 2003/71/ЕС в действующей редакции («**Директива о проспектах выпуска ЦБ**»). Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, подготовленные в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ЦБ, 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

<sup>1</sup> Пояснение подлежит заполнению по завершении оценки целевого рынка в отношении Облигаций с учетом пяти категорий, указанных в пункте 18 Руководства, опубликованного ESMA 2 июня 2017 года.

<sup>2</sup> Пояснение должно быть включено в случае, если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций напротив пункта «Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ» указано «Применимо».

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 5.4 Директивы 2003/71/ЕС в действующей редакции («Директива о проспектах выпуска ЦБ»), и должен читаться совместно с Базовым проспектом от 3 апреля 2018 года [и дополнительным Базовым проспектом от ●], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ («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 KMG и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от 3 апреля 2018 года и ● [и дополнительных Базовых проспектов от ● и ●]. [Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] опубликованы [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].]

[Следующий текст применяется, если Облигации выпущены в соответствии с Правилom 144A]

УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОБЛИГАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, РЕГУЛИРУЕМОЙ ПРАВИЛОМ 144A, 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 144A 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 144A, И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗДЕЛА 2(A)(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 144A.]

ИНВЕСТИРОВАНИЕ В ОБЛИГАЦИИ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ РИСКА, СМ. РАЗДЕЛ БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА, ОЗАГЛАВЛЕННЫЙ «ФАКТОРЫ РИСКА».]

1. [(i) Эмитент: [KMG Finance] [KMG]  
[(ii) Гарант: KMG]
2. [(i) Номер серии: [●]

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- |         |   |  |
|---------|---|--|
| [(ii)]  | Номер транша:   | [●]  |
| [(iii)] | Дата, на которую Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию:   | Облигации будут консолидированы и сформируют единую серию с [●] [[●]/[Не применяется]]                           |
| 3.      | Установленная(ые) валюта(ы):  | [●]  |
| 4.      | Совокупная номинальная стоимость Облигаций:                                   | [●]  |
| [(i)]   | Серия:  | [●]  |
| [(ii)]  | Транш:  | [●]  |
| 5.      | Цена выпуска:   | [●]% от Совокупной номинальной стоимости [плюс начисленный процент с [●]]  |
| 6.      | (i) Установленное достоинство:  | [●]  |
|         | (ii) Расчетная сумма:   | [●]  |
| 7.      | (i) Дата выпуска:   | [●]  |
|         | (ii) Дата начала начисления вознаграждения                                    | [●]  |
| 8.      | Срок погашения:   | [●]  |
| 9.      | Способ начисления вознаграждения:   | [[●]% Фиксированная ставка]<br>[[●]+/- [●]% Плавающая ставка]<br>[Нулевой купон]<br>(См. пункты [13/14/15] ниже) |
| 10.     | Способ погашения/оплаты:  | [Погашение по номиналу]  |
| 11.     | Опционы на продажу/покупку:   | [Продажа Инвестором]<br>[Покупка Эмитентом]<br>[(дальнейшие подробности указаны ниже в пунктах 16-17)]           |
| 12.     | [Дата получения одобрения [Совета директоров] выпуска Облигаций [и Гарантии]: | [●]  |

**ПОЛОЖЕНИЯ О ВЫПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ (В СЛУЧАЕ НАЛИЧИЯ)**

- |      |  |  |
|------|--|--|
| 13.  | <b>Положения в отношении Облигаций с фиксированной ставкой</b> | [Применимо/Не применимо]<br><br><i>(Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)</i>  |
| (i)  | Ставка[(и)] вознаграждения:                                    | [●] % в год [подлежит оплате [раз в год / полугодие / квартал / месяц] в конце соответствующего периода] |
| (ii) | Дата(ы) оплаты вознаграждения::                                | [●] каждого года [корректируется в соответствии с Методом определения рабочих дней/не корректируется]    |

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

(iii) Сумма[(ы)] фиксированного купона:	[●] на Расчетную сумму
(iv) Неполная сумма(ы):	[●] на Расчетную сумму, подлежащую оплате в Дату оплаты вознаграждения, которая приходится [в/на] [●]
(v) Дробное исчисление дней:	[30/360 / Фактически/ Фактически ([ICMA/ISDA])]
(vi) Даты определения:	[[●] каждого года/ Не применимо ( <i>укажите обычные даты выплаты процентов без учета даты выпуска или даты погашения в случае долгосрочного или краткосрочного начального или конечного купона. Примечание: Применимо только в том случае, когда Дробное исчисление дней является Фактическим / Фактическим (ICMA)</i> )].
<b>14. Положения в отношении Облигаций с плавающей ставкой</b>	[Применимо/Не применимо]  <i>(Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)</i>
(i) Период(ы) начисления вознаграждения:	[[●] [, подлежит корректировке в соответствии с Методом определения рабочих дней, изложенным в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке[, так как Метод определения рабочих дней, изложенный в пункте (iv) ниже, указан как Не применимый]]]
(ii) Указанные даты выплаты вознаграждения:	[[●] каждого года[, подлежит корректировке в соответствии с Методом определения рабочих дней, изложенным в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке[, так как Метод определения рабочих дней, изложенный в пункте (iv) ниже, указан как Не применимый]]]
(iii) Дата начала периода начисления вознаграждения:	[Не применимо]/[[●]каждого года[, подлежит корректировке в соответствии с Методом определения рабочих дней, изложенным в пункте (iv) ниже/, не подлежит корректировке[, так как Метод определения рабочих дней, изложенный в пункте (iv) ниже, указан как Не применимый]]]
(iv) Метод определения рабочих дней:	[Метод определения рабочих дней с плавающей ставкой / Метод определения последующих рабочих дней / Метод определения измененных последующих рабочих дней / Метод определения предшествующих рабочих дней] [Не применимо]
(v) Деловой(ые) центр(ы)	[●]
(vi) Способ, которым определяется Ставка(и) вознаграждения:	[По установленной ставке/По ставке ISDA]

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (vii) Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) вознаграждения и/или Сумма(Сумм) вознаграждения (если это не [Агент]): [●]
- (viii) Определение по установленной ставке:
- Справочная ставка: [Ставка LIBOR/EURIBOR за [●] месяцев]
  - Дата(ы) определения вознаграждения: [●]
  - Соответствующая контрольная страница: [●]
- (ix) Определение по ставке ISDA:
- Опцион плавающей ставки: [●]
  - Установленный срок окончательного погашения: [●]
  - Дата изменения ставки: [●]
  - Определения ISDA 2006 года
- (x) Маржа(и): [+/-][●]% в год
- (xi) Минимальная ставка вознаграждения: [●]% в год
- (xii) Максимальная ставка вознаграждения: [●]% в год
- (xiii) Дробное исчисление дней: [●]
15. **Положения в отношении Облигаций с нулевым купоном** [Применимо/Не применимо]
- (i) [Амортизированный/начисленный] процентный доход: [●] % в год
  - (ii) Ориентировочная цена: [●]
  - (iii) Дробное исчисление дней в отношении Сумм досрочного погашения: [[30/360][Фактически/360][Фактически/365]]

## ПОЛОЖЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПОГАШЕНИЯ

16. **Опцион на покупку** [Применимо/Не применимо]
- (Если не применимо, удалите оставшиеся подпункты данного пункта)*
- (i) Дата(ы) погашения по опциону: [●]

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (ii) Сумма(ы) погашения по опциону в отношении каждой Облигации: [●] на Расчетную сумму
- (iii) В случае частичного погашения:
- (a) Минимальная сумма погашения: [●] на Расчетную сумму
- (b) Максимальная сумма погашения: [●] на Расчетную сумму
17. **Опцион на продажу** [Применимо/Не применимо]
- (i) Дата(ы) погашения по опциону: [●]
- (ii) Сумма(ы) погашения по опциону в отношении каждой Облигации: [●] на Расчетную сумму
18. **Сумма окончательного погашения каждой облигации:** [●] на Расчетную сумму
19. **Сумма досрочного погашения**
- Сумма(ы) досрочного погашения на Расчетную сумму, подлежащая(ие) выплате при погашении в налоговых целях или в случае неисполнения обязательств или иного досрочного погашения: [●] На Расчетную сумму / [Номинальную стоимость]

## ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ОБЛИГАЦИЯМ

20. **Форма облигаций:** [Зарегистрированная Глобальная облигация, подлежащая обмену на Документарные облигации в ограниченных случаях, изложенных в Зарегистрированной Глобальной облигации]
21. **Финансовый(е) центр(ы):** [Не применимо/[●]]

## ИНФОРМАЦИЯ О ТРЕТЬИХ СТОРОНАХ

[(Соответствующая информация о третьих сторонах) получена из [Не применимо/[●]]. [Как KMG Finance, так и] КМГ подтверждает, что такая информация воспроизведена точно и согласно имеющимся у него сведениям и в той мере, в которой он может утверждать на основании информации, опубликованной [Не применимо/[●]], содержит все факты, упущение которых могло бы привести к неточности или ошибочности воспроизведенной информации.]

[Подписано от имени KMG Finance:

Подпись: .....  
Уполномоченное лицо]

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Подписано от имени КМГ:

Подпись: .....  
Уполномоченное лицо

## ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

### ЧАСТЬ Б – ПРОЧАЯ ИНФОРМАЦИЯ

#### 1. ЛИСТИНГ

- (i) Листинг: На Лондонской фондовой бирже (London Stock Exchange plc) [и Казахстанской фондовой бирже]
- (ii) Допуск к торгам: Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к торгам на организованном рынке Лондонской фондовой биржи с [●].
- [Эмитентом (или от его имени) также подана заявка на допуск Облигаций в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка Казахстанской фондовой биржи с [●].]
- (iii) Смета общих затрат, связанных с допуском к торгам: [●]

#### 2. РЕЙТИНГИ

- Рейтинги: [[Выпускаемым Облигациям [присвоены следующие рейтинги/ожидается присвоение следующих рейтингов]]/[Следующие рейтинги отражают рейтинги, присвоенные Облигациям данного типа, выпущенным в рамках Программы в целом]]:
- [S & P: [●]]
- [Moody's: [●]]
- [Fitch: [●]]
- [Другое: [●]]
- [Не применяется]

#### 3. [ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В [ВЫПУСКЕ / РАЗМЕЩЕНИИ]

[За исключением каких-либо гонораров, оплачиваемых [Менеджерам/Дилерам], насколько известно Эмитенту, ни одно лицо, участвующее в размещении Облигаций, не имеет интересов, существенных для размещения. [Менеджеры/Дилеры] и их аффилированные лица участвовали, и могут участвовать в будущем, в инвестиционных и/или коммерческих банковских сделках и Эмитентом [и Гарантом], и могут выполнять другие услуги для них, а также в банковских сделках с Эмитентом [и Гарантом] и [его/их] аффилированными лицами, и могут выполнять другие услуги для них, в ходе обычной хозяйственной деятельности. *(Внесите соответствующие поправки, если есть другие интересы)*]

[(При добавлении любого другого описания, подумайте, является ли оно «существенно новым фактором» и после этого начните процесс включения дополнения к Проспекту согласно Статье 16 Директивы о проспектах выпуска ЦБ)].

#### 4. [Только для облигаций с фиксированной ставкой – ДОХОДНОСТЬ

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Указание доходности:

[•]

Доходность рассчитывается на Дату выпуска на основании Цены выпуска. Доходность не является указанием на будущую доходность. ]

5. **РАСПРОСТРАНЕНИЕ**

Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ:

[Применимо/Не применимо]

6. **ОПЕРАЦИОННАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

ISIN:

[•]

Общий код:

[•]

CUSIP:

[•]

Любая(ые) клиринговая(ые) система(ы), кроме [DTC,] Euroclear Bank SA/NV и Clearstream Banking, S.A., и соответствующий(ие) идентификационный(ые) номер(а):

[Не применимо/укажите имя(имена) и номер(а)]

Доставка:

[Бес]платная доставка

Наименования и адреса основного(ых) Платежного(ых) агента(ов) (если есть):

[•]

**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 KMG Finance и КМГ. В случае, когда KMG Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций, оплата всех сумм, причитающихся со стороны KMG 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 (далее с учетом последующих изменений и дополнений на дату эмиссии Облигаций («**Дата эмиссии Облигаций**») – «**Договор доверительного управления**») от 3 апреля 2018 года между KMG 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. Агентское соглашение, которое было изложено в новой редакции, с учетом внесенных в него поправок (с изменениями и дополнениями по состоянию на Дату выпуска далее – «**Агентское соглашение**») от 3 апреля 2018 года было заключено в отношении Облигаций между KMG Finance, КМГ, Доверительным управляющим, Citibank N.A. (Лондонский филиал) в качестве агента по расчетам («**Агент по расчетам**»), главного платежного агента («**Главный платежный агент**» и «**Платежный агент**») и трансфер-агента («**Трансфер-агент**»), Citigroup Global Markets Deutschland AG в качестве регистратора («**Регистратор**») и Citigroup Global Markets Deutschland AG (в качестве агента по расчетам далее – «**Агент по расчетам**» и в качестве трансфер-агента далее – «**Трансфер-агент**»). Копии Договора доверительного управления, Агентского соглашения и любых Окончательных условий можно просмотреть 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 соответствующих 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 соответствующих Окончательных условиях.

Для целей настоящих Условий, «**Транш**» означает Облигации, которые идентичны во всех отношениях, кроме Даты вступления вознаграждения в силу, Даты передачи доли, а также суммы первой выплаты вознаграждения.

**1. Форма, деноминация и право собственности**

Выпускаемые Облигации имеют зарегистрированную форму и Установленную деноминацию, указанную в соответствующих 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 144A, 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 соответствующих 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 владделец 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 соответствующих 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

12(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(с), «**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 12(e), (f), (g) или (i); или (iii) 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 144А, или Документарные облигации, регулируемые Правилем 144А, 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 а, 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 (а)) 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

- (а) 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 по выплатам дивидендов

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной:

- (a) КМГ не будет выплачивать какие-либо дивиденды, наличными или иным способом, или производить какое-либо иное распределение (путем выкупа, приобретения или иным способом) в отношении своего акционерного капитала или путем управления, или иные аналогичные выплаты, подлежащие уплате его прямым или косвенным акционерам:
  - (i) в любое время, когда существует Случай неисполнения обязательств (как определено в Условии 16) или какое-либо событие, которое по прошествии времени или при предоставлении уведомления, или при комбинации таких обстоятельств, составит Случай неисполнения обязательств; или
  - (ii) в любое время, когда не существует никакого такого Случая неисполнения обязательств или события, которое с течением времени и/или после направления уведомления о нем будет составлять Случай неисполнения обязательств, в любом финансовом году в совокупной сумме, превышающей 50% от консолидированной прибыли КМГ за такой год (после уплаты налогов), указанной в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности КМГ, подготовленной в соответствии с МСФО за соответствующий год.
- (b) В случае, если КМГ выплачивает дивиденды в любом финансовом году в совокупной сумме, составляющей менее 50% от консолидированной прибыли КМГ за такой год (после уплаты налогов), указанной в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности КМГ за соответствующий год, подготовленной в соответствии с МСФО, КМГ вправе перенести выплату таких дивидендов (в максимальном размере до 50% от консолидированной прибыли КМГ за такой год (после уплаты налогов), указанной в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности КМГ за соответствующий год, подготовленной в соответствии с МСФО) на будущие годы в дополнение к любым дивидендам, разрешенным к выплате в таких будущих годах.
- (c) Ограничение в Условии 5(a) не должно применяться к выплате (i) любых дивидендов в отношении любой Привилегированной акции КМГ, которая может время от времени выпускаться КМГ, и (ii) любых дивидендов в отношении любых денежных поступлений, за вычетом гонораров юристов, бухгалтеров, андеррайтеров и агентов по размещению, скидок, комиссионных, брокерских, консультантских и прочих сборов, фактически оплаченных в связи с таким выпуском или продажей, а также налогов, выплаченных или подлежащих выплате в этой связи, от существенным образом параллельной продажи или путем выпуска Привилегированных акций или Акционерного капитала КМГ или существенным образом параллельного денежного вклада в капитал, полученного КМГ от его акционеров.

## **6. 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. или любых активов или имущества этой 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 балансовой стоимостью (рассчитанной на последовательной основе в соответствии с методикой, применяемой при подготовке консолидированной финансовой отчетности КМГ за соответствующий год), не превышающей 100 млн. долларов США в течение любого одного календарного года.
- (b) Невзирая на вышеизложенное, КМГ разрешается осуществлять отчуждение акций в Акционерном капитале Существенного дочернего предприятия только в том случае, если после осуществления такого отчуждения в собственности и под контролем КМГ (прямо или косвенно) будет оставаться не менее 50% и одной акции в Акционерном капитале такого Существенного дочернего предприятия.
- (c) Для целей настоящего Условия 6:

«**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.

## 7. 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.

- (с) 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.

## **8. Ограничения по дивидендам от Существенных дочерних предприятий**

До тех пор, пока любая сумма по Облигациям будет оставаться непогашенной:

- (а) КМГ должен обеспечивать, чтобы ни одно из Существенных дочерних предприятий не создавало, допускало или иным образом разрешало существовать или вступать в силу какому-либо ограничению способности таких Существенных дочерних предприятий:
  - (i) выплачивать дивиденды или производить любые другие платежи или распределение на, или в отношении своих акций;
  - (ii) производить платежи в отношении любой Задолженности перед КМГ или любым другим Существенным дочерним предприятием; или
  - (iii) предоставлять займы или авансы КМГ или любому другому Существенному дочернему предприятию или гарантировать задолженность КМГ или любого другого Существенного дочернего предприятия.
- (b) Положения Условия 8(a) не будут запрещать:
  - (i) исключительно в отношении Условия 8(a)(i), любое ограничение в соответствии с соглашением относительно принятия Задолженности; однако при условии, что любое такое ограничение должно быть лимитировано так, чтобы была разрешена выплата дивидендов или иных платежей или распределений в любой период в сумме до 50% от консолидированной прибыли соответствующего Существенного дочернего предприятия за такой год (после уплаты налогов), указанной в его последней проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО; или
  - (ii) любые ограничения в соответствии с соглашением (включая любое акционерное соглашение, соглашение о совместном предприятии или аналогичное соглашение) в форме действующим или заключенным на Дату выпуска, условия которого были раскрыты в Базовом проспекте; или
  - (iii) любое ограничение в отношении какого-либо юридического лица, которое становится Существенным дочерним предприятием после Даты выпуска в соответствии с соглашением относительно какой-либо Задолженности, понесенной до даты, когда такое Дочернее предприятие становится Существенным дочерним предприятием (при условии, что такое обременение или ограничение не было установлено в ожидании, пока такое юридическое лицо станет Существенным дочерним предприятием) и непогашенной на такую дату; или
  - (iv) любое обременение или ограничение в соответствии с соглашением, ведущим к рефинансированию Задолженности, Понесенной в соответствии с соглашением, указанным в Условии 8(b)(ii) выше или в Условии 8(b)(iii) выше или в Условии 8(b)(v) ниже или содержащимся в какой-либо поправке, модификации, повторном утверждении, возобновлении, расширении, дополнении, рефинансировании или замене соглашения, указанного в Условии 8(b)(ii) выше или в Условии 8(b)(iii) выше или в Условии 8(b)(v) ниже; однако при условии, что обременения и ограничения в отношении такого Существенного дочернего предприятия, содержащиеся в любом таком соглашении о рефинансировании, модификации, повторном утверждении, возобновлении, расширении, дополнении, соглашениях о рефинансировании или замене, не являются более ограничительными в любом существенном отношении, чем те обременения и ограничения, взятые в целом, в

отношении такого Существенного дочернего предприятия, которые содержатся в подобных предшествующих соглашениях; или

- (v) любое ограничение, которое является результатом применимого закона или нормативно-правового акта.
- (с) Невзирая ни на какое ограничение, содержащееся в настоящем Условии 8, КМГ не позволит никакому Существенному дочернему предприятию выплачивать какие-либо дивиденды или производить другие распределения в отношении любых серий Акционерного капитала такого Существенного дочернего предприятия, если только такие дивиденды или распределения не производятся на пропорциональной основе держателям таких серий Акционерного капитала, или если такие дивиденды или распределения не производятся таким образом, чтобы КМГ или Существенное дочернее предприятие получили дивиденды или иные распределения большей стоимости, чем те, которые были бы получены на пропорциональной основе.

## 9. Ограничения на слияния и консолидации

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.
- (с) Во избежание сомнений и с учетом положений Условия 12(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.

## 10. 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, (с) химического производства, (d) оптовой и розничной торговли в связи с вышеуказанным, и (e) любой деятельности, обоснованно связанной или являющейся вспомогательной или смежной по отношению к вышеуказанным видам деятельности; однако, при условии, что никакое положение настоящего Условия 10 не запрещает никакому члену Группы осуществлять любую деятельность или

любые операции, которые не приводят к существенному изменению характера деятельности Группы в целом.

## 11. 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 (ставка) (выраженной в процентах), равной Ставке (ставка) вознаграждения, такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения. Сумма выплачиваемого вознаграждения определяется в соответствии с Условием 11(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) *Даты выплаты вознаграждения:* Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную основную сумму с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (выраженной в процентах), равной Ставке вознаграждения, такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения. Сумма выплачиваемого вознаграждения определяется в соответствии с Условием 11(f). Такая Дата(ы) выплаты вознаграждения либо представлена(ы) в Окончательных условиях как Оговоренные даты выплаты вознаграждения или, если Оговоренная(ые) дата(ы) выплаты вознаграждения не представлена(ы) в Окончательных условиях, то Дата выплаты вознаграждения будет означать каждую дату, которая выпадает через определенное количество месяцев или иной период, указанный в Окончательных условиях, как Период начисления вознаграждения, или в случае первой Даты выплаты вознаграждения – после Даты начала начисления вознаграждения.

- (ii) *Метод определения рабочих дней:* Если любая дата, на которую дается ссылка в данных Условиях, определена как подлежащая корректировке в соответствии с Методом определения рабочих дней, которая в противном случае приходилась бы на день, который не является рабочим днем, то если указанный Метод определения рабочих дней является (A) Метод определения рабочих дней с плавающей ставкой, то такая дата переносится на следующий день, который является Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса она будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае (x) такая дата переносится на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, и (y) каждая последующая такая дата будет являться последним Рабочим днем месяца, в котором такая дата бы выпадала, если бы она не подлежала корректировке; (B) Метод определения последующих рабочих дней, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем; (C) Метод определения измененных последующих рабочих дней, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса такая дата будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, или (D) Метод определения предшествующих рабочих дней, то такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату – непосредственно предшествующий рабочий день.

- (iii) *Ставка вознаграждения для Облигаций с плавающей ставкой:* Ставка вознаграждения в отношении Облигаций с плавающей ставкой для каждого

Периода начисления вознаграждения должна определяться способом, указанным в Окончательных условиях, и должны быть применены указанные далее положения, касающиеся либо Подсчета по методу ISDA, либо Подсчета с выборочной ставкой, в зависимости от того, какой из них указан в Окончательных условиях.

(А) Подсчет по методу ISDA для Облигаций с плавающей ставкой.

В том случае, если Подсчет по методу ISDA указан в Окончательных условиях как способ, посредством которого должна быть определена Ставка вознаграждения, то Ставка вознаграждения для каждого Периода начисления вознаграждения должна определяться Агентом по расчетам как ставка, равная соответствующей ставке ISDA. Для целей данного подпункта (А), «**Ставка ISDA**» для Периода начисления вознаграждения означает ставку, равную Плавающей ставке, которая будет определена Агентом по расчетам по Сделке своп в соответствии с условиями соглашения, в которое включены Определения ISDA, и в соответствии с которым:

(х) Опцион с плавающей ставкой является таким, как это определено в Окончательных условиях;

(у) Установленный срок погашения является периодом, указанным в Окончательных условиях; и

(z) Соответствующая Дата изменения плавающей ставки вознаграждения в долгосрочном свопе является первым днем такого Периода начисления вознаграждения, если иное не указано в Окончательных условиях.

Для целей данного подпункта (А), «**Плавающая ставка**», «**Агент по расчетам**», «**Опцион с плавающей ставкой**», «**Установленный срок погашения**», «**Дата изменения плавающей ставки вознаграждения в долгосрочном свопе**» и «**Сделка своп**» имеют значения, предписанные данным терминам в Определениях ISDA.

(В) Подсчет с выборочной ставкой для Облигаций с плавающей ставкой

В том случае, если Подсчет с выборочной ставкой определен в Окончательных условиях как способ определения Ставки вознаграждения, то Ставка вознаграждения для каждого Периода начисления вознаграждения должна быть определена Агентом по расчетам на Соответствующее время или до Соответствующего времени на Дату определения вознаграждения в отношении такого Периода начисления вознаграждения в соответствии со следующими условиями:

(х) Если Первичным источником для Плавающей ставки является Страница, как указано далее, то Ставкой вознаграждения будет являться:

(I) Соответствующая ставка (в этом случае такая Соответствующая ставка на такой Странице представляет собой составную котировку или обычно предоставляется одной организацией); или

(II) среднее арифметическое значение Соответствующих ставок Субъектов, Соответствующие ставки которых появляются на такой Странице, в каждом случае появляются на такой Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения;

(у) если Первичным источником для определения Плавающей ставки являются Банки-ориентиры, или если применяется подпункт (х)(1) и Соответствующая ставка не появляется на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, или если применяется вышеприведенный подпункт (х)(II) и менее чем две Соответствующие ставки появляются на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, как указывается далее, Ставка вознаграждения будет определяться как среднее арифметическое Соответствующих ставок, которые

каждый Банк-ориентир предлагает для ведущих банков в Соответствующем финансовом центре на Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, установленные Агентом по расчетам; и

(z) если применяется вышеуказанный пункт (y) и Агент по расчетам определит, что менее двух Банков-ориентиров предлагают, таким образом, Соответствующие ставки, как указывается далее, то Ставка вознаграждения будет представлять собой среднее арифметическое годовых ставок (в процентах), которые Агент по расчетам определяет как ставки (наиболее приближенные к Контрольному ориентиру) в отношении Репрезентативной суммы в определенной валюте, которые не менее двух из пяти ведущих банков, выбранных Агентом по расчетам в основном финансовом центре страны Определенной валюты, или если Определенной валютой является евро, то в Европе («**Основной финансовый центр**») предлагают на или до Соответствующего времени на дату, на которую такие банки обычно назначают такие ставки на период, начинающийся с Даты вступления в силу для периода, эквивалентного Оговоренному периоду (I) для ведущих банков, осуществляющих деятельность в Европе, или (если Агент по расчетам определит, что менее двух таких банков назначают ставки для ведущих банков в Европе) (II) для ведущих банков, осуществляющих деятельность в Основном финансовом центре, за исключением случаев, когда менее двух таких банков назначают, таким образом, ставки для ведущих банков в Основном финансовом центре, то Ставкой вознаграждения будет являться Ставка вознаграждения, определенная на предыдущую Дату расчета вознаграждения (после корректировки с учетом любой разницы между Маржой или Максимальной или Минимальной Ставкой вознаграждения, применимыми к предшествующему Периоду начисления вознаграждения и соответствующему Периоду начисления вознаграждения).

(C) Для целей настоящего Условия 11(b)(iii):

«**Дата вступления в силу**» применительно к любой Плавающей ставке, подлежащей определению в Дату определения вознаграждения, означает дату, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или если такая дата не указана, первый день Периода начисления вознаграждения, к которому относится такая Дата определения вознаграждения;

«**Определения ISDA**» означает Определения ISDA 2006 года, опубликованные International Swaps and Derivatives Association, Inc., если иное не указано в Окончательных условиях;

«**Страница**» означает страницу, раздел, колонку или иную подачу материала информационной службой (включая, без ограничения, Reuters Markets 3000 («**Reuters**») и Telerate («**Telerate**»)), указанной в целях предоставления Соответствующей ставки, или другую страницу, раздел, колонку или иную часть, которая может заменять ее в данной или другой информационной службе, в каждом случае определенная Лицом или организацией, предоставляющей или спонсирующей информацию, представленную в ней для отражения ставок или цен, сопоставимых с Соответствующей ставкой;

«**Соответствующая ставка**» означает либо LIBOR, либо EURIBOR (как указано в Окончательных условиях) для Показательной суммы Определенной валюты за период (если применимо или приемлемо для Базовой отметки), равный Указанному периоду, начинающемуся в Дату вступления в силу;

«**Показательная сумма**» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает сумму, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или если такая сумма не указана, то сумму, являющуюся показательной для отдельной сделки на соответствующем рынке в данное время; и

«**Установленный период**» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает период, указанный в Окончательных условиях, или если период не указан, то период, равный соответствующему Периоду начисления вознаграждения, без учета какой-либо корректировки в соответствии с Условием 11(b)(ii).

- (c) **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 12(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 11 до Соответствующей даты (как определено в Условии 14).
- (e) **Маржа, Максимальные/Минимальные ставки вознаграждения, Сумма погашения и Округление:**
- (i) Если в Окончательных условиях какая-либо Маржа или указана (либо (x) в целом, либо (y) в отношении одного или более Периодов начисления вознаграждения), необходимо произвести корректировку всех Ставок вознаграждения в случае применения пункта (x) или Ставок вознаграждения для определенных Периодов начисления вознаграждения в случае применения пункта (y), рассчитанную в соответствии с вышеприведенным Условием 11(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), (x) 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), (y) 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 соответствующих Окончательных условиях и Коэффициента расчета дней за такой Период начисления вознаграждения, если только Сумма вознаграждения (или формула для ее расчета) применяется 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:** 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 11(b)(ii), то Суммы вознаграждения и Дата выплаты вознаграждения, публикуемые таким образом, могут быть впоследствии изменены (или соответствующие альтернативные меры приняты с согласия Доверительного управляющего посредством корректировки) без уведомления в случае продления или сокращения Процентного периода. Если погашение и выплата по Облигациям наступают в соответствии с Условием 16, 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 должно (при отсутствии явной ошибки) быть окончательным и обязательным для всех сторон.

## 12. 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 12(d), 12(e), 12(f), 12(g), 12(h), 12(i) или 12(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 12(c) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 16 – 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.

(C) Если Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации – в случае ее погашения в соответствии с Условием 12(c) 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 (B) 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 11(c).

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(c) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 16, равна Амортизированной номинальной сумме, если в Окончательных условиях не определено иное.

(c) **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 12(b) выше) (включая проценты, начисленные до установленной даты погашения), если непосредственно, перед тем как направить такое извещение, Эмитент предоставил Доверительному управляющему доказательства того, что (a) (i) Эмитент обязан или будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 14, 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 14 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или производить какие-либо удержания или вычеты типов, указанных в Условии 14 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), из каких-либо сумм, выплачиваемых KMG Finance, чтобы КМГ 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 КМГ 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 Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации:** Если в течение периода, пока Облигация остается непогашенной, происходит Изменение статуса или Понижение рейтинга при Реорганизации, 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 Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации (см. определение ниже).

Такой опцион (**«Опцион на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации»**) действует в следующем порядке.

Если происходит Изменение статуса или Понижение рейтинга при Реорганизации, в течение 30 дней с даты Изменения статуса или Понижения рейтинга при Реорганизации Эмитент должен направить извещение (**«Извещение об Изменении статуса или Понижении рейтинга при Реорганизации»**) держателям облигаций в соответствии с Условием 22 с указанием характера Изменения статуса или Понижения рейтинга при Реорганизации и процедуры исполнения Опциона на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации; при этом, если Доверительному управляющему становится известно об Изменении статуса или Понижении рейтинга при Реорганизации (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 об Изменении статуса или Понижении рейтинга при Реорганизации.

Для реализации Опциона на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации держатель Облигаций должен доставить в указанный офис Платежного агента в любой Рабочий день в период, начинающийся с даты Изменения статуса или Понижения рейтинга при Реорганизации 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 об Изменении статуса или Понижении рейтинга при Реорганизации в соответствии с настоящим Условием 12(d) (**«Период продажи в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации»**), 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 Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации»**), 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 передан ему после вручения Извещения об Опционе на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации.

Эмитент по своему усмотрению погашает или покупает (или обеспечивает покупку) Облигации, являющиеся предметом каждого Извещения об Опционе на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации, в дату (**«Дата продажи в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации»**), наступающую через семь дней после истечения Периода продажи в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации, если такие Облигации не будут погашены, куплены или аннулированы ранее. Извещение об Опционе на продажу в связи с Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации, 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 Изменением статуса или Понижением рейтинга при Реорганизации, направив соответствующее извещение Эмитенту.

Для целей настоящего Условия 12(d):

**«Понижение рейтинга при Реорганизации»** считается произошедшим в случае, если любой рейтинг Ценной бумаги, имеющей рейтинг, или любой корпоративный кредитный рейтинг КМГ понижен как минимум на один уровень как минимум двумя Рейтинговыми агентствами (либо одним Рейтинговым агентством в случае, когда в соответствующее время любой рейтинг Ценной бумаги, имеющей рейтинг, или любой корпоративный кредитный рейтинг КМГ присваивается лишь одним Рейтинговым агентством) в течение периода, начинающегося с момента объявления или (в отсутствие такого объявления) осуществления любой Реорганизации КМГ или Существенного дочернего предприятия и заканчивающегося в дату, наступающую через три месяца, непосредственно следующих за осуществлением такой Реорганизации по причине такой Реорганизации;

**«Изменение статуса»** считается наступившим по факту наступления любого из нижеперечисленных событий:

- (i) совершение 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 9(a)), прекращают владеть, по крайней мере, 50 процентами плюс одна акция выпущенного непогашенного акционерного капитала КМГ (или любой организации-правопреемника Реорганизации, разрешенной Условием 9(a)), наделенного правами голоса, и контролировать такой капитал (прямо или косвенно); или
- (ii) КМГ (или любая организация-правопреемник Реорганизации, разрешенной Условием 9(a)) перестает быть Национальной компанией; или
- (iii) внесение каких-либо изменений в такие законы, в результате которых КМГ (или любая организация-правопреемник Реорганизации, разрешенной Условием 9(a)) перестает действовать в качестве агента Казахстана в отношении отечественных СРП или утрачивает право на использование преимущественного права Республики Казахстан в отношении долей участия и операционных прав во всех новых месторождениях углеводородов стратегического значения в Казахстане, отчужденное согласно положениям Статей 12.2 и 13 Закона о недрах и с 29 июня 2018 года согласно положениям Статей 43 и 46 Экологического кодекса (или любым последующим положениям, которые будут приняты на замену им), или утрачивает право на получение не менее 50%-ной доли участия во всех новых контрактах на проведение нефтяных операций на море (как определено в Статье 93.3 Закона о недрах и с 29 июня 2018 года в Статье 154.6 Экологического кодекса (или любом последующем положении, которое будет принято на замену ему));

**«Ценная бумага, имеющая рейтинг»** означает Облигации;

**«Рейтинговое агентство»** означает Standard & Poor's Rating Services, подразделение McGraw Hill Companies, Inc. («**S&P**»), Moody's Investors Service Limited («**Moody's**») или Fitch Ratings или их правопреемников, а также рейтинговые агентства, заменяющие их (или их разрешенных правопреемников) по выбору КМГ с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего; и

**«Реорганизация»** имеет значение, присвоенное данному термину в Условии 9(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 22, 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 погашения 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 22, 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 12(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 (б) 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 22, 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) («Дата добровольного погашения по номинальной стоимости») в соответствии с Условием 22, а также Доверительному управляющему и Агентам, в любое время в течение трех месяцев до Даты погашения Облигаций 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. 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 12(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 12(d) или Условия 12(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 22 (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) **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.
- (k) **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.

### 13. 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 14, 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 14) 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 Расчетный агент, первоначально назначенные KMG Finance и КМГ, и их соответствующие офисы, перечислены ниже. Платежные агенты, Регистратор, Трансфер-агенты и Расчетный агент 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 Расчетного агента

(Расчетных агентов) 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 22.

- (d) **Расчетный агент и Справочные банки:** Эмитент должен обеспечить наличие в любой момент времени четырех Справочных банков (или другого требуемого количества банков), имеющих офисы в Соответствующем финансовом центре, а также одного или нескольких Расчетных агентов, если их наличие предусмотрено Облигациями, в течение срока, пока какие-либо Облигации остаются непогашенными (см. определение в Договоре доверительного управления). Если какой-либо Справочный банк (действующий через соответствующий офис) не может или не желает выполнять функции Справочного банка, Эмитент должен (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) назначить другой Справочный банк, имеющий офис в Соответствующем финансовом центре, вместо первого банка. Если в отношении Облигаций назначено несколько Расчетных агентов, ссылки на Расчетного агента в настоящих Условиях подлежат толкованию как ссылки на каждого Расчетного агента, выполняющего свои соответствующие функции в соответствии с Условиями. Если Расчетный агент не может или не желает выполнять функции Расчетного агента 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 (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) 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 Расчетный агент (действуя через головной офис в Лондоне или любой другой офис, осуществляющий активные операции на таком рынке), вместо первого Расчетного агента. Расчетный агент 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.

#### 14. 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 КМГ 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 12 с учетом изменений и дополнений; (ii) «**проценты**» («**вознаграждение**») включают все Суммы вознаграждения или иные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с Условием 11, 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.

## 15. 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.

## 16. Случай неисполнения обязательств

При наступлении любого 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 16), 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 невыполнение обязательств:** (i) Задолженность по Заемным средствам KMG Finance (если последний является Эмитентом), КМГ или Существенного дочернего предприятия (a) подлежит (или может быть заявлена на) погашению досрочно в результате невыполнения обязательств KMG Finance, КМГ или Существенным дочерним предприятием, или (b) не погашена при наступлении срока погашения с учетом периода отсрочки, если имеется; (ii) Гарантия задолженности, предоставленная KMG Finance, КМГ или Существенным дочерним предприятием в связи с Задолженностью по Заемным средствам другого Лица не реализована по требованию, и при этом сумма такой Задолженности по Заемным средствам превышает 100 млн. долларов США (U.S.\$100 000 000) (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, реструктуризацией долга, распределением активов и пассивов, объявлением моратория на платежи и аналогичными действиями, затрагивающими KMG Finance, КМГ 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, КМГ 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, КМГ 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, КМГ 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 КМГ или Существенным дочерним предприятием суммы, присужденной окончательным решением суда, превышающей 100 млн. долларов США (U.S.\$100 000 000) (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 КМГ 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 искивую силу, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 16(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 16(h), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное неблагоприятное воздействие на интересы держателей облигаций.

## 17. Собрании держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена

- (a) **Собрания держателей облигаций:** В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве собрании 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.
- (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.

## 18. 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 (a) 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 (b) 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.

## 19. 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.

## 20. Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена с соответствием 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.

## **21. 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.

## **22. 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, такое уведомление вместо этого может быть опубликовано в Службе новостей о правовом регулировании Лондонской фондовой биржи, и на веб-сайте Казахстанской фондовой биржи, в каждом случае в соответствии с любыми правилами Лондонской фондовой биржи и/или Казахстанской фондовой биржи. 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.

## **23. 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).

## **24. 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 то 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.

## 25. 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 5.4 Директивы 2003/71/ЕС (с изменениями, внесенными директивой 2010/73/EU, «**Директива о проспектах**») (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, соответствующие 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;

«**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:

« $Y_1$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« $Y_2$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

« $M_1$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

« $M_2$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

« $D_1$ » первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда  $D_1$  равняется 30; и

« $D_2$ » календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31 и  $D_1$  больше 29, тогда  $D_2$  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:

« $Y_1$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

« $Y_2$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

« $M_1$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

« $M_2$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

« $D_1$ » первый календарный день Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда  $D_1$  равняется 30; и

« $D_2$ » календарный день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда  $D_2$  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:

« $Y_1$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

« $Y_2$ » год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

« $M_1$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Расчетного периода;

« $M_2$ » календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Расчетного периода;

«**D<sub>1</sub>**» 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 D<sub>1</sub> равняется 30; и

«**D<sub>2</sub>**» 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 D<sub>2</sub> 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 16 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 прилагаемыми 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 (a) 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**» применительно к Процентной ставке и Периоду начисления вознаграждения означает дату, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях или, если такая дата не указана, (i) первый день такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – Фунты стерлингов, или (ii) день, выпадающий за два Лондонских рабочих дня до первого дня такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – не фунты стерлингов и не евро, или (iii) день, выпадающий за два Рабочих дня TARGET2 до первого дня такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – евро;

«**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;

«**Эмитент**» означает KMG Finance или КМГ, как определено в Договоре доверительного управления касательно Облигаций;

«**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 7; 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 7;

«**Национальная компания**» означает акционерное общество, осуществляющее свою деятельность в определенных областях недропользования на условиях, предусмотренных казахстанским законодательством, созданное постановлением Правительства Республики Казахстан или местных исполнительных органов областей, городов республиканского значения или столицы, контрольный пакет акций которого принадлежит государству или национальному управляющему холдингу;

«**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;

«**Справочные банки**» означает учреждения, указанные в качестве таковых в Окончательных условиях или, если такое указание отсутствует, четыре крупнейших банка, выбранных Расчетным агентом (по согласованию с Эмитентом) на межбанковском рынке (или, если приемлемо, на рынке валюты, свопов или внебиржевых индексных опционов), который наиболее тесно связан с Базовой отметкой (если Базовой отметкой является EURIBOR, рынком является Европа);

«**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;

«**Соответствующее время**» применительно к Дате определения вознаграждения означает местное время в Соответствующем финансовом центре, указанное в Окончательных условиях, или, если время не указано, местное время в Соответствующем финансовом центре, в которое обычно определяются ставки предложения на межбанковском рынке краткосрочных депозитов в Определенной валюте, или, если такое обычное местное время не может быть установлено, 11.00 час, в Соответствующем

финансовом центре; для целей настоящего определения «местное время» применительно к Европе в качестве Соответствующего финансового центра означает брюссельское время;

«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 (a) и (b) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с КМГ для целей финансовой отчетности;

«Кодекс о недрах» означает Кодекс о недрах, принятый Парламентом Республики Казахстан в декабре 2017 года, который вступит в силу и заменит собой Закон о недрах 29 июня 2018 года;

«Закон о недрах» означает Закон Республики Казахстан № 291-IV «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года (в действующей редакции);

«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 7; и (ii) в частности, без ограничения вышесказанного, любое обязательство или документ (с любым подтверждением), которые либо (x) принимаются в соответствии с договором о поставке

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

продукции, предварительной продаже или предварительной оплате или с иной похожей договоренностью, либо (у) 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 ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 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 2015 году на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 17,6% валового национального продукта и 57,0% экспортных поступлений 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**

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 методика**. При подсчете своих запасов Компания использует Казахстанскую методику, основное отличие которой от методик, применяемых в других странах мира, состоит в том, что оценка запасов осуществляется не на рентабельности извлечения нефтяных запасов. Соответственно, по данной методике, заявленные запасы не всегда соответствуют промышленным запасам и результатам подсчета запасов, выполняемых по различным методикам, 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 методике 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.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 методике:

Категория А.....	Запасы категории А, которые 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, которые 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 рассчитываемые по результатам промышленных притоков в эксплуатационных скважинах и данным геологической разведки с целью определения типа, формы и размеров залежи и строения 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 методикой, хотя эти категории не обязательно во всем соответствуют международным методикам. Например, оценка извлекаемых запасов по Казахстанской методике обычно выше, чем по международным методикам, таким как международно-признанные классификации и методики 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.

### Запасы и объемы добычи нефти

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики ВР за июнь 2017 года, по состоянию на 31 декабря 2016 года Казахстан занимал 12-ое место в мире по запасам нефти и 26-ое место в мире по запасам природного газа.

Казахстан занимает второе место по добыче нефти (после России) среди бывших республик Советского Союза и имеет 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 миллиардов тонн (что равно 1,8% мировых подтвержденных запасов нефти) и один триллион кубических метров газа (что равно 0,5% мировых подтвержденных запасов газа), соответственно.

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики ВР за июнь 2017 года, между 2005 и 2015 годами производство нефти в Казахстане росло с эффективной годовой ставкой, примерно равной 2,7%. Казахстан произвел приблизительно 79,3 млн. тонн в 2012 году, 82,3 млн. тонн в 2013 году, 81,1 млн. тонн в 2014 году, 80,2 млн. тонн в 2015 году и 79,3 млн. тонн в 2016 году.

В ноябре 2017 года состоялась третья Министерская встреча стран-членов ОПЕК и государств, не входящих в ОПЕК (с участием Министерства энергетики Казахстана). В ходе заседания участники обсудили меры, направленные на стабилизацию мирового рынка нефти, и договорились о продлении

сроков действия соглашения о снижении объемов добычи нефти, подписанного во время первой Министерской встречи, проведенной в декабре 2016 года, в соответствии с которым Казахстан обязался сократить добычу нефти на 20 тысяч баррелей в сутки до 1,68 млн. баррелей в сутки в 2017 году. Соглашение продлено до конца 2018 года путем подписания декларации о сотрудничестве между странами ОПЕК и не ОПЕК.

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики ВР за июнь 2017 года, в 2016 году Азиатско-Тихоокеанский регион являлся крупнейшим географическим регионом потребления нефти и отвечал приблизительно за 35,2% от ее мирового потребления. США явились крупнейшим потребителем нефти в 2016 году среди всех стран мира – на долю страны пришлось 19,5% от всей потребляемой в мире нефти. Европа вместе со всеми бывшими советскими республиками оказалась самым крупным в мире географическим регионом по использованию природного газа в том же году, составив 20,0% его мирового потребления. США были крупнейшим потребителем природного газа среди всех стран мира, израсходовав 22,0% всего газа, потребленного в мире в 2016 году.

В таблице ниже показаны объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти				Изменение от уровня 2015 года (%)	Доля в мировой добыче в 2016 году (%)
2013 год	2014 год	2015 год	2016 год		
(млн. тонн в год)					
82,3	81,1	80,2	79,3	(1,4)	1,8

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2017 года

В начале 2017 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 доленое участие, см. в разделах «Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО» и «Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – 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 – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – 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.

### Запасы и объемы добычи газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. В соответствии со Статистическим обзором мировой энергетики ВР за июнь 2017 года, на 31 декабря 2016 года доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,0 трлн. кубометров. 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 флюидов. 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. м<sup>3</sup> и превысили уровни добычи советского периода. Добыча газа возросла с 17,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2012 году до 19,9 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 году, что составило рост приблизительно в 14,2%. 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:

Объем добычи газа				
2014 год	2015 год	2016 год	Изменение в 2016 году по сравнению с 2015 годом (%)	Доля в мировой добыче в 2016 году (%)
		(млрд. кубометров в год)		
18,7	19,0	19,9	4,5	0,6

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2017 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 2017 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 детальное обсуждение ТШО и его деятельности см. в разделах «Деятельность – Разведка и добыча – Значительные продуктивные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных компаний – ТШО» и «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и продажа сырой нефти – ТШО».

### **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 «Казақстан 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 2017 составляла 13,9 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 2017 года ей принадлежала 49,72%-ная доля участия в Шымкентском НПЗ в Южном Казахстане. После слияния КМГ-ПМ с Компанией в декабре 2017 года Компания напрямую владеет долями участия в Атырауском НПЗ и ПНХЗ, а долей участия в Шымкентском НПЗ владеет через Valsera Holdings B.V. Более подробное описание Атырауского НПЗ, ПНХЗ и Шымкентского НПЗ смотрите в разделе «Деятельность – Переработка, маркетинг и сбыт».

## **Контракты на недропользование**

### ***Закон о недрах 2010 года***

В Законе о недрах 2010 года указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Компетентный орган (как данный термин определен ниже; в настоящее время Компетентным органом является Министерство энергетики) заключает с недропользователями Контракты на недропользование (контракты на разведку, добычу или разведку и добычу) на определенный период времени. Запрещается осуществлять разведку без контракта на разведку. При обнаружении промышленных запасов держатель контракта на разведку обладает исключительным правом на заключение контракта на добычу путем проведения прямых переговоров с Компетентным органом. Контракты на добычу могут регулировать права на добычу на нескольких участках. За исключением случаев, в которых углеводороды извлекаются в ограниченных объемах и в целях опытной добычи, добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с Министерством энергетики контракт на добычу.

Переговоры по Контракту на недропользование представляют собой сложный процесс, требующий согласования с рядом министерств, включая Министерство энергетики, и подготовки экономических моделей с обязательствами по финансовым затратам. В случае если переговоры по Контракту на недропользование не могут быть завершены, заявитель или добывающая компания рискует не получить права на разведку или добычу в отношении рассматриваемого участка. Кроме того, после открытия промышленных запасов разведочная или добывающая компания должны подготовить план разработки по каждому месторождению с подробным описанием объектов бурения и разработки. План разработки может периодически меняться с учетом меняющихся обстоятельств, при условии, что все изменившиеся условия были утверждены компетентным органом. Неисполнение добывающей компанией условий Контракта на недропользование или плана разработки может привести к расторжению Контракта на недропользование и, соответственно, утрате всех прав на добычу.

Контракты на разведку заключаются на срок до шести лет и предоставляют разведочной компании исключительное право на разведку запасов на определенных месторождениях в пределах указанной территории. В соответствии с Законом о недрах 2010 года период разведки может быть продлен на срок до двух лет в отношении морских месторождений. Кроме того, период разведки может быть продлен в случае форс-мажора (если доказан) или на период, необходимый для оценки обнаружения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительные права на добычу запасов месторождений на указанной территории на срок до 25 лет от даты заключения, а в случае крупных и «уникальных» месторождений – до 45 лет от даты заключения контракта. Смешанные контракты на разведку и добычу сейчас заключаются только на исключительной основе.

### ***Кодекс о недрах***

27 декабря 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах, который вступит 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 будут; 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 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 их пробную эксплуатацию.

Процесс проведения переговоров по условиям Контракта на недропользование в соответствии с Кодексом о недрах является, как и прежде, сложным и включает разработку основной и технической проектной документации с обязательствами по осуществлению финансовых затрат.

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. Срок действия контракта на добычу углеводородов определяется последовательно закрепленными в нем подготовительным периодом и периодом добычи, которые не могут отличаться от заявленных недропользователем в процессе проведения аукциона.

Кодексом о недрах предусмотрена возможность продления периода разведки на участке недр на море либо по сложным проектам разведки углеводородов на срок не более девяти лет. Кроме того, период разведки может быть продлен на срок действия обстоятельств непреодолимой силы (при условии предоставления доказательств таких обстоятельств) или на период, необходимый для проведения оценки обнаружения. 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 предыдущий период за один баррель в долларах США	Ставки вывозных таможенных пошлин в долларах США за тонну
1	менее 25	0
2	От 25 до 30	10
3	От 30 до 35	20
4	От 35 до 40	35
5	От 40 до 45	40
6	От 45 до 50	45
7	От 50 до 55	50
8	От 55 до 60	55
9	От 60 до 65	60
10	От 65 до 70	65
11	От 70 до 75	70
12	От 75 до 80	75
13	От 80 до 85	80
14	От 85 до 90	85
15	От 90 до 95	90
16	От 95 до 100	95
17	От 100 до 105	100
18	От 105 до 115	115
19	От 115 до 125	130
20	От 125 до 135	145
21	От 135 до 145	160
22	От 145 до 155	176

23	От 155 до 165	191
24	От 165 до 175	206
25	От 175 до 185	221
26	185 и больше	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.

- В декабре 2005 года между Компанией, МЭМР (ныне Министерство энергетики) и Oman Pearls Company Limited в рамках Генерального соглашения между Правительством и Султанатом Оман от мая 1993 года был заключен СРП на разведку и добычу на участке Жемчужины. Затем Oman Pearls Company Limited продал свою 55%-ную долю в проекте (или права и обязательства по СРП в отношении участка Жемчужины) в пользу Shell EP Offshore Ventures Limited. В апреле 2007 года для управления проектом был создан Caspi Meruerty Operating Company B.V., который в настоящее время управляет проектом и является совместным предприятием КазМунайТениза (25%) (который, в свою очередь, принадлежит Компании (99,096%) и ее дочернему предприятию ТОО «КМГ-Кумколь» (0,904%)), Shell EP Offshore Ventures Limited (55%) и Oman Pearls Company Limited (20%).
- В мае 2009 года контракт на разведку (концессионный) участка «Жамбыл» был подписан с консорциумом, возглавляемым КНОС, который получил 27% долевого участия в проекте; а оставшаяся часть находится у Компании. См. раздел «Деятельность – Проект «Жамбыл».
- В июне 2009 года компании ConocoPhillips и Mubadala подписали с Компанией соглашение о разработке участка «Н»; доля каждого участника в проекте составила 24,5%, доля Компании составила 51%. В январе 2013 года Компания приобрела 24,5% акций у ConocoPhillips в проекте участка «Н» на общую сумму 32,5 млн. долларов США и Mubadala передал свою долю в проекте Компании. Следовательно, Компания напрямую и косвенно владеет (через N Block B.V.) 100% долей в проекте участка «Н» (по состоянию 31 декабря 2017 года) и 100% долей по состоянию на 31 декабря 2017 года (напрямую и косвенно) в ТОО «Н Оперейтинг Компани». См. раздел «Деятельность – Проект по участку «Н».
- В октябре 2010 года Правительство согласилось ускорить переговоры с CNPC по участку Дархан, расположенному к западу от полуострова Бузачи, но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было. Компания, CNPC и CNOOC достигли соглашения о совместной разработке этого участка в августе 2005 года. В декабре 2008 года Компания получила 30-летний контракт на разведку и добычу на месторождении Урихтау в Актюбинской области, который, как ожидается, обеспечит объемы газа для поставки с запада на юг Казахстана по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Самсоновка. Компания в настоящее время обсуждает и ведет переговоры в отношении возможностей проведения разведки и разработки месторождения Урихтау с потенциальными партнерами по совместному предприятию.
- В июне 2010 года Компания заключила договор на разведку и добычу в отношении участка Сатпаев, в котором Компании принадлежит 75% доли (по состоянию на 31 декабря 2017 года), а OVL 25% доли. Оператором проекта Сатпаев является ТОО «Сатпаев Оперейтинг», дочернее предприятие Компании. Проект находится на стадии разведки.
- В марте 2015 года РД КМГ и Министерство энергетики подписали дополнительные соглашения для продления нескольких Контрактов на недропользование. Были продлены следующие четыре контракта с АО «Эмбаунайгаз»: месторождение Кенбай (Контракт № 37) действует до 2041 года; месторождение Новобогатинск (Контракт №61) действует до 2048 года; месторождения Ботакан, Макат, Доссор, Танатар, Камышитовое и другие (относительно всего 22 месторождений – Контракт № 211) действует до 2037 года; месторождения Прорва, Кульсары, Каратон, Косчагил и другие (относительно всего 13 месторождений – Контракт № 413) действует до 2043 года. Кроме того, контракт на разведку углеводородов (Контракт №468) с ТОО «Урал Ойл энд

Газ», которое осуществляет свою деятельность внутри участка Федоровский, был продлен до 2018 года.

### **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 с информацией, опубликованной МИР в 2015 году доля прямых иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор Казахстана составила примерно 19%. 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 затем компания ТШО продлил ее до 40 лет в 2003 году до 2043 года. КРО, занимающийся разработкой Карачаганакского месторождения, действует на основании СРП, 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 с Правительством и охватывающему нефтяные структуры на месторождениях Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран.

В мае 2003 года президент Назарбаев утвердил новую программу развития Каспийского моря до 2015 года (в настоящее время она не действует), в результате которой были созданы новые морские участки (потенциальные нефтяные месторождения) и проданы на условиях аукциона Компетентным органом в срок между 2003 и 2010 годами. Компания имеет контрольный пакет, состоящий из не менее 50% акций, во всем проектах, связанных с новыми морскими участками.

В декабре 2004 года в Старый закон о недрах (как определено ниже) были внесены изменения. Данные изменения установили, что в случае предполагаемой передачи прямой доли как по действующим, так и по новым контрактам на недропользование, Государство имеет преимущественное 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», находится 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 и действует в настоящее время. 27 декабря 2017 года Парламентом был принят Кодекс о недрах, который вступит в силу 29 июня 2018 года. 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 должно принять новый перечень таких месторождений (участков недр) в ближайшие месяцы. 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 2016 году:

<u>Маршрут</u>	<u>Объем экспорта нефти в 2016 г.</u> (млн. тонн)
Трубопровод КТК .....	40,8
Атырау-Самара .....	14,40
Морской порт Актау .....	2,2
Атасу-Алашанькоу .....	10,0

*Источник: Компания и Трубопровод КТК*

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

Трубопровод КТК, введенный в эксплуатацию в 2001 году, является основным трубопроводом, по которому экспортируется добытая в Казахстане нефть. См. раздел «*Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопроводная система КТО – Трубопровод КТК*».

В ноябре 2008 года Казахстан начал поставлять нефть с месторождения Тенгиз через Трубопровод БТД, согласно оператору трубопровода ВР. Азербайджан и Казахстан обсуждали возможность экспорта казахстанской сырой нефти по Трубопроводу БТД с 2002 года, и окончательное соглашение было подписано 16 июня 2008 года.

В октябре 2008 года первая казахстанская нефть с проекта ТШО была отгружена через Каспий на экспорт по Трубопроводу БТД, ознаменовав собой первую поставку неазербайджанской нефти по этому трубопроводу с момента его ввода в эксплуатацию в 2006 году. В 2009 году по Трубопроводу БТД было экспортировано приблизительно 1,9 млн. тонн нефти.

По Трубопроводу БТД протяженностью 1767 км сырая нефть доставляется из Баку (Азербайджан) до нового морского терминала в турецком порту Джейхан на Средиземном море. Это первый трубопровод, напрямую соединивший Каспийское и Средиземное моря. Строительство Трубопровода БТД было завершено в мае 2005 года при затратах в размере приблизительно 4 млрд. долларов США. Трубопровод был введен в эксплуатацию в июле 2006 года. Он имеет мощность 1 млн. баррелей нефти в сутки. Трубопровод БТД в основном используется для транспортировки нефти, добытой на месторождениях блока «Азери-Чираг-Гюнешли» в Азербайджанском секторе Каспийского моря. Однако с октября 2008 года он использовался и для транспортировки казахстанской сырой нефти, доставленной в Баку танкерами через Каспийское море. Объемы казахстанской нефти, транспортируемые через Трубопровод БТД, постоянно увеличивались с октября 2008 года, когда Казахстан впервые начал использовать данный путь. Согласно данным Государственного статистического комитета Азербайджана, объем перекачанной нефти увеличился с 17 400 тонн в октябре 2008 года до 240 200 тонн в феврале 2009 года. Согласно тем же данным, в 2009 году по Трубопроводу БТД было транспортировано 1,9 млн. тонн казахстанской сырой нефти. При этом, по данным Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики, Казахстан прекратил транспортировку казахстанской сырой нефти по Трубопроводу БТД в январе 2010 года.

Согласно недавним заявлениям, транспортировка нефти была возобновлена в конце 2013 года с намерением доставить по трубопроводу в 2014 году 4,5 млн. тонн сырой нефти.

28 мая 2008 года Казахстан ратифицировал Договор с Азербайджанской Республикой от 16 июня 2006 года по содействию и поддержке транспортировки нефти из Казахстана через Каспийское море и территорию Азербайджанской Республики на международные рынки посредством Трубопровода БТД. Для упрощения экспорта нефти с нефтяных месторождений Казахстана в следующие десять лет Казахстан в настоящее время разрабатывает Казахстанскую каспийскую систему транспортировки (ККСТ), которая предполагает строительство морского трубопровода длиной 515 миль с пропускной способностью в 600 000 баррелей нефти в сутки от п. Ескене на западе Казахстана до п. Курьк на Каспийском море близ г. Актау, где находится недавно построенный нефтяной терминал мощностью 760 000 баррелей нефти в сутки. Система также предполагает создание нового флота танкеров и новых оборудованных портов в Баку (Азербайджан). 14 ноября 2008 года Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики и Компания подписали соглашение об основных принципах реализации проекта ККСТ. Несмотря на то, что данный шаг является предварительным, в то же время он является первым практическим шагом на пути создания системы с четкими условиями поставки, тарифами и другими параметрами, определяющими транспортировку нефти через Каспийское море. Период и стадии внедрения, а также системную мощность ККСТ предполагается увязать со второй и третьей стадиями разработки Кашагана. Хотя первоначально предполагалось, что сырая нефть будет транспортироваться с месторождения Кашаган по трубопроводу КТК, КТК объявил, что такая нефть будет транспортироваться по Трубопроводу КТК. В период с 1 ноября 2016 года по 31 декабря 2016 года на месторождении Кашаган было добыто 1,0 млн. тонн сырой нефти, транспортировка которой была осуществлена по Трубопроводу КТК.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1235,3 км от Узень 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. Трубопровод был построен в несколько этапов:

- 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, в Китай.
- 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.
- 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).
- 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.

- 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 2012 году 12 318 км из 20 230 км газопроводов Казахстана использовались для транспортировки газа (в основном, это были операции по транзиту газа из соседних стран).

Подавляющая часть газопроводов западного Казахстана, за исключением участка Макат-Атырау-Астрахань, предназначены для поставки газа в Трубопровод САЦ. Более подробное описание Трубопровода САЦ см. в разделе «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа – Центрально-азиатская система» и «Деятельность – Транспортировка – Объемы транспортировки газа».

В декабре 2010 года Казахстан начал строительство Газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, предназначенного для транспортировки газа из западного Казахстана в южные регионы Казахстана и на экспорт в Китай. См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Проекты газопроводов – 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. м<sup>3</sup> 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. м<sup>3</sup>.

См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа».

### **Нефтегазовая промышленность 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>Страна</u>	<u>2014 год</u>	<u>2015 год</u>	<u>2016 год</u>
	(млн. тонн в год)		
Азербайджан .....	4,4	4,5	4,6
<b>Казахстан</b> .....	12,3	13,2	13,2
Польша .....	23,9	24,9	27,2
Румыния .....	9,0	9,2	9,5
Россия .....	152,3	144,2	148,0
Туркменистан .....	6,5	6,6	6,7
Украина .....	10,3	10,2	10,1

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2017 года

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

<u>Страна</u>	<u>2014 год</u>	<u>2015 год</u>	<u>2016 год</u>
		(млн. тонн в год)	
Азербайджан .....	42,1	41,6	41,0
<b>Казахстан</b> .....	81,1	80,2	79,3
Румыния .....	4,1	4,0	3,8
Россия .....	534,1	540,7	554,3
Туркменистан .....	12,1	12,7	12,7

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, июнь 2017 года

По данным Статистического обзора мировой энергетики ВР за июнь 2017 года, общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 860,6 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2016 году составила 1,8% от мировой добычи нефти.

### Перерабатывающая мощность региона

В 2016 году перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8221 тысяч 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 2016 году потребление природного газа в регионе СНГ составило 546,7 млрд. м<sup>3</sup>, в то время как добыча составила 764,3 млрд. м<sup>3</sup>. Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2016 году по оценкам составила 0,4%, 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, утилизацию твердых отходов внутри страны, защиту окружающей среды и исполняет функции надзора за природными ресурсами, их контроля и защиты.

## 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 Законом о недрах 2010 года. 29 июня 2018 года в силу вступит новый Кодекс о недрах, который заменит собой Закон о недрах 2010 года. См. раздел *«Новые правила регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах»*. Если иное не предусмотрено законодательством Республики Казахстан и контрактами на недропользование, минеральное сырье принадлежит недропользователю на правах собственности (или, в случае государственного предприятия, на правах хозяйственного управления или оперативного ведения). Правительство разрабатывает политику использования недр Республики Казахстан и назначает Компетентный орган, отвечающий за реализацию данной политики. Компетентный орган (как определено ниже) действует от имени Республики, в том числе в рамках Контрактов на недропользование, и предоставляет права на разведку и добычу. Исторически Компетентным органом для нефтегазовой отрасли, а также для секторов твердых полезных ископаемых был МЭМР, функции которого с 12 марта 2010 года были разделены и переданы МНГ (по нефтегазовой отрасли) и Министерству индустрии и новых технологий («МИНТ») (по недропользованию в отношении твердых полезных ископаемых).

В дальнейшем, в августе 2014 года, оба министерства были реорганизованы по решению Президента, согласно которому МНГ стало Министерством энергетики (с передачей всех функций и полномочий), а функции и полномочия МИНТ были разделены между Министерством энергетики и Министерством по инвестициям и развитию («МИР») (Министерство энергетики и МИР вместе именуется **«Компетентный орган»**). См. раздел *«Реорганизация Правительства в 2014 году»*.

Права недропользования на углеводороды предоставляются на конкурсной основе или, в случае Компании – на конкурсной основе и в определенных случаях путем прямых переговоров. Затем компетентный орган 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 и лицензии (если применимо, согласовано и разрешено), с учетом определенных ограничений и условий.

Права недропользования могут быть отозваны Компетентным органом по основаниям, предусмотренным Законом о недрах 2010 года и с июня 2018 года Кодексом о недрах, включающим, среди прочего, нарушения недропользователями своих договорных обязательств (если только они не исключаются с течением времени, указанным Компетентным органом, как предусмотрено законом), включая неоплату налогов и соблюдение требований добычи полезных ископаемых, охране окружающей среды, охране труда и техники безопасности.

Права недропользования предоставляются на основании Контракта на недропользование и никакой дополнительной лицензии не требуется, хотя ранее выпущенные действующие лицензии и СРП остаются в силе. Некоторые предприятия, входящие в состав Компании, владеют своими правами недропользования на таком основании. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Контракты на недропользование»*.

Существующий порядок предоставления права недропользования выглядит следующим образом:

- **Контракты на разведку:** контракты на разведку могут заключаться на срок до шести лет, в соответствии с общим правом расширения для целей оценки коммерческого обнаружения или в случае форс-мажора (если подтверждено недропользователем). В отличие от Старого закона о недрах (как определено ниже), продление периода разведки на два года не разрешается за исключением морских нефтяных контрактов, по условиям которых период разведки может быть продлен на 2 года.
- **Контракты на добычу:** Контракты на добычу могут заключаться на период до 20 лет, а для месторождений с большими и уникальными запасами на срок до сорока пяти лет. Срок

контракта на добычу не может превышать срок, необходимый для полного использования запасов, и может 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 настоящее время предоставляются только для месторождений, которые как считается, имеют стратегическое значение и/или сложную геологическую структуру, и требуют утверждения на основании решения Правительства.

С июня 2018 года порядок предоставления прав недропользования согласно Кодексу о недрах будет следующим:

- **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 запрещено 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
- текущее регулирование деятельности в нефтегазовом секторе на основании Закона о недрах 2010 года, принятого в июне 2010 года и измененного в 2014 году (см. «Изменения 2014 года»), Закона о газе и газоснабжении (принятого в январе 2012 года) и Закона о магистральном трубопроводе (принятого в июне 2012 года); и
- новое регулирование деятельности по углеводородам, которое вступит в полную силу и действие в июне 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 преимущественное право в отношении любой такой передачи на условиях не хуже, чем условия, предложенные другими покупателями.

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.

Некоторые месторождения в отношении которых Компания и ее дочерние предприятия пользуются правами недропользования, включены в Перечень стратегических запасов, включая следующие месторождения и участки: Акшабулак, Алибекмола, Северный Бузачи, Дархан, Жанажол, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас, Карачаганак, Кашаган, Каламкас море, Кашаган Юго-Запад, Актота, Кайран, Кенбай, Кожасай, Королевское, Кумколь, Сатпаев, Курмангазы, Тенгиз, Урихтау, Узень, Южное Забурунье, Жемчужины, Махамбек и Бобек, Нурсултан, Жамбыл, Мертвый Культук, Федоровское, 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 осуществляет Закон о недрах 2010 года и реализует свои права по нему через Правительство, Компетентный орган и национальную компанию. Министерство энергетики 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 могут быть постоянными или временными, отчуждаемыми и неотчуждаемыми, возмездными и безвозмездными. Большинство операций недропользования осуществляется 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 осуществляется на основе права постоянного и безвозмездного недропользования). Права недропользования на углеводороды предоставляются в результате поведения тендера за рядом исключений. Например, контракт на недропользование на разведку и добычу углеводородов с Компанией должен заключаться на основе прямых переговоров, без тендерного процесса.

Права недропользования могут быть предоставлены физическим и юридическим лицам Республики Казахстан и иностранных государств. Хотя Закон о недрах 2010 года, в целом, предусматривает стабильность контрактов на недропользование, гарантия, 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 не применяются в отношении изменений, вносимых в законодательство Республики Казахстан в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения и таможенных постановлений.

Следующие важные права Государства были сохранены в Законе о недрах 2010 года:

*Преимущественное право на приобретение полезных ископаемых*

Государство имеет преимущественное перед другими лицами право на приобретение полезных ископаемых недропользователя по ценам, не превышающим цены, применяемой недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми, сложившиеся на дату совершения сделок, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию.

*Право на реквизицию полезных ископаемых*

В случае введения чрезвычайного или военного положения Правительство имеет право реквизиции части или всех полезных ископаемых, принадлежащих недропользователю. Реквизиция может осуществляться в размерах, необходимых для нужд Государства, в течение всего срока действия чрезвычайного или военного положения. Реквизиция полезных ископаемых может производиться у любого недропользователя независимо от формы собственности. Государство гарантирует компенсацию за реквизируемые полезные ископаемые в натуральной форме или посредством выплаты их стоимости иностранному недропользователю в свободно конвертируемой валюте, а национальному недропользователю – в национальной валюте по ценам, не превышающим цены, применяемой недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми на дату реквизиции, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию.

*Приоритетное право Государства*

В Законе о недрах 2010 года различаются понятия права недропользования и объектов, связанных с правом недропользования («**Объекты**»). Объектами являются доли участия (или акции, ценные бумаги, подтверждающие право собственности на акции, ценные бумаги, конвертируемые в акции) в юридическом лице, обладающем правом недропользования, а также в юридическом лице, которое имеет возможность прямо и/или косвенно определять решения и/или оказывать влияние на принимаемые таким недропользователем решения («**Контролирующее юридическое лицо**»), если у Контролирующего юридического лица основная деятельность связана с недропользованием в Республике Казахстан. Государство может воспользоваться приоритетным правом в связи с любым отчуждением акций или долей участия недропользователей и/или любым отчуждением Объектов («**Приоритетное право государства**»). Приоритетное право государства применяется только к тем контрактам (действующим или будущим), которые связаны с участками недр (месторождениями), имеющими стратегическое значение.

Приоритетное право государства также срабатывает, когда недропользователь, владеющий правом недропользования в отношении «месторождения, имеющего стратегическое значение», или Контролирующее юридическое лицо такого недропользователя предлагает свои акции или ценные бумаги, подтверждающие право собственности на его акции, или другие ценные бумаги, конвертируемые в его акции, на организованном рынке ценных бумаг (т.е., на фондовых биржах). Кроме того, кроме некоторых обстоятельств, которые описаны ниже, такие предложения требуют согласия Компетентного органа, которое должно быть предоставлено в соответствии с положениями Закона о недрах 2010 года.

В соответствии с Законом о недрах 2010 года, постановлением Правительства от 3 апреля 2015 года №189 (об утверждении разграничения деятельности национальных компаний в сфере недропользования) и постановлением Правительства от 27 апреля 2015 года №333 (об утверждении правил реализации Приоритетного права государства национальным управляющим холдингом (т.е. «Самрук-Қазына») и национальной компанией), Государство реализует свое Приоритетное право в отношении «месторождений, имеющих стратегическое значение» в нефтегазовой отрасли через Компанию. Несмотря на то, что Закон о недрах 2010 года и другие применимые нормативные документы предусматривают, что Государство может также воспользоваться Приоритетным правом через «Самрук-Қазына», на практике, похоже, Государство склонно действовать через Компанию. Компетентный орган должен, при условии, что Компания намерена приобрести такие права недропользования или Объекты и наличия рекомендаций специальной межведомственной комиссии для использования Приоритетного права Государства («**Межведомственная комиссия**»), принимать решение от имени Правительства в отношении приобретения отчуждаемого права недропользования или Объекта Компанией. В соответствии с Законом о недрах 2010 года Компания приобретает отчуждаемое право недропользования или Объект на условиях, которые не хуже условий, предложенных другими предполагаемыми приобретателями. Если Государство принимает решение реализовать свое Приоритетное право на приобретение права недропользования или Объектов, тогда такое право недропользования или Объекты должны быть приобретены Компанией в течение не более шести месяцев с даты принятия такого решения. По закону, такой период составляет 75 рабочих дней (и более, на практике) с даты, когда заявление на получение отказа Государства от своего Приоритетного права было зарегистрировано в Компетентном органе до дня, когда Компания начинает прямые переговоры с продавцом (или отчуждающим лицом) в отношении сделки.

Как отмечено выше, некоторые месторождения, в отношении которых Компания и ее дочерние предприятия используют свои права недропользования, включены в Список стратегических месторождений. На практике это означает, что за некоторыми исключениями, которые описываются в разделе «*Право предоставления согласия на отчуждение прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования*» ниже, может потребоваться получение дочерним предприятием Компании официального отказа Государства от Приоритетного права, например, в отношении права передачи своих прав недропользования или Объектов, которые связаны с «месторождениями, имеющими стратегическое значение». Если Компания является владельцем отчуждаемого права недропользования или Объектов, связанных с «месторождениями, имеющими стратегическое значение», Компании может потребоваться официально выполнить процедуру получения отказа Государства, так как закон не предусматривает исключений или указаний на такой случай.

## **Право предоставления согласия на отчуждение прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования**

Передача права недропользования (или его части) и Объектов, включая случаи обращения взыскания (включая залог), может осуществляться только с согласия Компетентного органа в соответствии с положениями Статьи 36 Закона о недрах 2010 года (положения которого в Законе о недрах 2010 года соответствуют положениям Статьи 14 Старого закона о недрах) и в соответствии с порядком, определенным в Статье 37 Закона о недрах 2010 года. Любые сделки или другие связанные действия, осуществляемые без такого согласия Компетентного органа, считаются недействительными по состоянию на дату их заключения или осуществления.

Далее, приобретатель (или получатель) и недропользователь (в случае передачи прав недропользования) должны уведомить Компетентный орган о завершении сделки в течение пяти рабочих дней. Несвоевременная подача такого уведомления, в течение определенного периода времени, может привести к признанию сделки недействительной.

Любое предложение акций, или ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или любых других ценных бумаг, конвертируемых в акции недропользователя или его Контролирующего юридического лица на организованных рынках ценных бумаг, требует получение разрешения Компетентного органа.

При этом получение согласия Компетентного органа не требуется в следующих случаях:

- проведение сделок по отчуждению акций или других ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или ценные бумаги, конвертируемые в акции, которые торгуются на организованном рынке ценных бумаг и были выпущены юридическим лицом недропользователем или Контролирующим юридическим лицом;
- передача полностью или частично права недропользования и/или Объекта:
  - (a) по меньшей мере, 99% доли участия (пакета акций) которого прямо или косвенно принадлежат недропользователю, при условии, что такая дочерняя организация не зарегистрирована в юрисдикции с льготным налоговым режимом (так называемые «офшорные юрисдикции, находящиеся в черном списке»); и
  - (b) между юридическими лицами, по меньшей мере, 99% доли участия (пакета акций) каждого из которых прямо или косвенно принадлежат одному и тому же лицу, при условии, что приобретатель полностью или частично права недропользования и/или Объекта не зарегистрирован в юрисдикции с льготным налогообложением или;
- передача акций (долей участия) юридического лица недропользователя, если в результате такой передачи, лицо приобретает право прямо или косвенно контролировать менее 0,1 процента долей участия (пакета акций) в уставном капитале недропользователя.

В данных случаях предоставление отказа Государства от Приоритетного права (в отношении «месторождений, имеющих стратегическое значение») также не требуется.

Любые сделки или другие связанные действия, совершенные без получения обязательного согласия Компетентного органа, являются недействительными с момента совершения.

### *Разрешения на передачу в залог прав недропользования и Объектов*

В соответствии с требованиями Закона о недрах 2010 года четко определено, что права недропользования и Объекты могут быть переданы в залог только с разрешения Компетентного органа. Залогодатель прав недропользования или Объекта несет ответственность за получение разрешения Компетентного органа, которое должно быть получено в порядке и в соответствии с процедурами, предусмотренными Законом о недрах 2010 года для получения разрешения Компетентного органа на отчуждение прав недропользования или Объектов. Любые сделки или иные связанные действия, осуществляемые без получения разрешения Компетентного органа на передачу в залог, считаются недействительными с даты их заключения или осуществления.

Залог прав недропользования становится действительным и вступает в силу только после регистрации в Компетентном органе. Такая регистрация также определяет приоритет между несколькими зарегистрированными залогодержателями. Первый зарегистрированный

залогодержатель получает «первую приоритетность» при возмещении своей задолженности из стоимости залога. Может потребоваться регистрация в органах государственной регистрации или в централизованном реестре по тем же причинам приоритетности залог акций компании недропользователя или его Контролирующего юридического лица (образованного и зарегистрированного в соответствии с законодательством Казахстана). На практике, залогодержатели и недропользователи (где их права недропользования заложены) уведомляют Компетентный орган о вступившей в силу (завершенной) сделке в течение пяти рабочих дней во избежание риска признания сделки недействительной.

Кредитная линия, обеспеченная залогом в виде права недропользования должна использоваться только для дальнейшего недропользования, предусмотренного по соответствующему Контракту на недропользование или для дальнейшей переработки, если такая переработка предусмотрена соответствующим контрактом на недропользование и реализуется на территории Казахстана самим недропользователем или полностью принадлежащей ему дочерней организацией.

Статья 41 Закона о недрах 2010 года предусматривают процедуру принудительного обращения взыскания по залогом прав недропользования или Объекта. Принудительное обращение взыскания по залогом осуществляется через публичный аукцион и судебные разбирательства. Участники публичного аукциона должны получить согласие Компетентного органа на определенную процедуру. В случае, если аукцион не состоялся, залогодержатель может получить права недропользования или Объект при условии получения согласия Компетентного органа в соответствии с законом.

#### *Расторжение Контрактов на недропользование*

В соответствии с пунктом 3 Статьи 72 Закона о недрах 2010 года, Компетентный орган вправе в одностороннем порядке прекратить действие контракта, если недропользователь:

- не устранил более двух нарушений обязательств по Контракту на недропользование или проектным документам в срок, указанный в уведомлении Компетентного органа;
- передает право недропользования и Объекты без разрешения Компетентного органа в случаях, когда такое разрешение требовалось в соответствии с Законом о недрах 2010 года; и/или
- выполняет менее 30% всех своих финансовых обязательств в течение двух последовательных лет.

В декабре 2014 года Закон о недрах 2010 года был дополнен статьей 72-1, предусматривающей установление Компетентным органом доверительного управления в отношении месторождений, если Компетентный орган расторгает Контракт на недропользование в отношении таких месторождений. Компания действует в качестве доверительного собственника таких активов до тех пор, пока новый недропользователь не заключит Контракт на недропользование (в отношении таких активов) с Компетентным органом. Компания может возместить все свои документально подтвержденные обоснованные расходы из доходов, полученных Компанией в результате использования таких активов, и выплачивает оставшуюся часть таких доходов Государству. Закон о недрах 2010 года не предусматривает однозначно, имеет ли право Компания на гонорар за доверительное управление. Если доходов недостаточно, чтобы компенсировать все такие расходы Компании, Государство компенсирует соответствующую сумму Компании. Например, в отношении договора доверительного управления на определенные месторождения, расходы, понесенные доверенным лицом, подлежат ежегодному возмещению путем списания денежных средств, хранящихся на специальном банковском счете, после утверждения Министерством энергетики.

#### *Внесение изменений в Контракты на недропользование в отношении прав на месторождения, имеющие стратегическое значение*

Как и в случае со Старым законом о недрах, согласно Закону о недрах 2010 года Государство имеет право инициировать пересмотр условий Контракта на недропользование и требовать внесения изменений и/или дополнений в Контракты на недропользование в отношении месторождения, имеющего стратегическое значение, если действия недропользователя приводят к неблагоприятному изменению экономических интересов Казахстана, создающему угрозу национальной безопасности. Термин «угроза национальной безопасности» определяется Законом о национальной безопасности как совокупность внешних и внутренних факторов (процессов и явлений), препятствующих или могущих препятствовать реализации национальных интересов Казахстана, а термин «национальные

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

интересы» определяется в широком значении как законодательно признанные политические, экономические или социальные потребности Казахстана, от реализации которых зависит способность Государства обеспечивать защиту прав человека и гражданина, ценностей казахстанского общества и основ конституционного строя. Таким образом, главное основание для расторжения Контракта на недропользование неоднозначно и определяется по усмотрению соответствующего государственного органа в каждом отдельном случае.

В случае отказа на внесение изменений и дополнений, предложенных Компетентным органом, или невозможности достижения соглашения в отношении них, Компетентный орган имеет право в одностороннем порядке прекратить действие соответствующего Контракта на недропользование в случае соблюдения следующих условий:

- если, в срок до двух месяцев со дня получения уведомления от Компетентного органа о необходимости внесения изменений и/или дополнений в условия контракта на недропользование, недропользователь письменно не подтвердит свое согласие на ведение таких переговоров либо откажется от их ведения;
- если, в срок до четырех месяцев от даты получения согласия недропользователя на ведение переговоров по изменению и/или дополнению условий контракта недропользователь и Компетентный орган не достигнут соглашения по изменению и/или дополнению условий контракта; или
- если, в срок до шести месяцев от даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов Государства стороны не подпишут изменения и/или дополнения к контракту для отражения решения.

При этом, в качестве крайней меры воздействия Компетентный орган (на основании постановления Правительства) вправе расторгнуть в одностороннем порядке Контракте на недропользование в отношении участка недр (месторождения), имеющего стратегическое значение, путем направления соответствующего уведомления за два месяца до даты расторжения в случае, если Правительство считает, что действия недропользователя привели к изменению экономических интересов Казахстана, создающему угрозу национальной безопасности.

### Стабилизация и налогообложение Контрактов на недропользование

В соответствии с Законом о недрах 2010 года, недропользователю гарантируется защита его прав в соответствии с казахстанским законодательством. Любые изменения и/или дополнения, вносимые в законодательство, которые негативно сказываются на коммерческой деятельности недропользователя по Контракту на недропользование, не применяются в отношении контрактов, заключенных до внесения таких изменений и/или дополнений, за исключением внесения изменений в казахстанское законодательство в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения и таможенного регулирования.

### Вывозная таможенная пошлина на экспорт нефти и газа

С принятием Налогового кодекса 2009 года вывозная таможенная пошлина на экспорт сырой нефти была фактически заменена рентным налогом, однако в 2010 году Правительство снова ввело вывозную пошлину на экспорт сырой нефти.

15 октября 2005 года Правительство приняло постановление № 1036, которым был утвержден перечень нефтепродуктов, которые облагаются вывозной таможенной пошлиной («**Постановление о ВТП 2005 года**»). Изначально одна из целей Постановления о ВТП 2005 года заключалась в том, чтобы способствовать развитию нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Изменением к Постановлению о ВТП 2005 года от 8 апреля 2008 года в перечень нефтепродуктов, перечисленных в Постановлении о ВТП 2005 года, была внесена «сырая нефть». Постановление о ВТП 2005 года было заменено постановлением Правительства от 31 декабря 2013 года №1598 («**Новое постановление о ВТП 2013 года**»), которым ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть была установлена на уровне 60 долларов США за тонну.

Впоследствии Новое постановление о ВТП 2013 года утратило силу с принятием приказа Министра национальной экономики от 17 февраля 2016 года №81, которым, в том числе, были утверждены правила расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары,

выработанные из нефти («**Правила расчета ВТП**»), а также введена прогрессивная шкала вывозных таможенных пошлин для экспорта сырой нефти.

В соответствии с Правилами расчета ВТП, ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть определяется исходя из средней рыночной цены сырой нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья за определенный период, расчет которой осуществляется налоговыми органами по формуле, указанной в Правилах расчета ВТП. Соответственно, ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть колеблется от нуля (когда средняя рыночная цена сырой нефти на мировых рынках составляет менее 25 долларов США) до 236 долларов США за тонну (когда средняя рыночная цена сырой нефти на мировых рынках составляет 185 долларов США и более). Ставка вывозной таможенной пошлины рассчитывается налоговыми органами на ежемесячной основе. В феврале 2016 года Министром национальной экономики Казахстана была введена прогрессивная шкала вывозных таможенных пошлин на сырую нефть. Согласно новому режиму, вывозные таможенные пошлины рассчитываются исходя из средней рыночной цены на нефть марки Brent и Urals. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Налоговый режим*».

### ***Изменения 2014 года***

Изменения в Закон о недрах 2010 года были внесены Законом Республики Казахстан от 29 декабря 2014 года №271-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования» («**Изменения 2014 года**»). С принятием Изменений 2014 года были внесены значительные изменения в Закон о недрах 2010 года. Целью внесения Изменений 2014 года была дальнейшая либерализация законодательства Казахстана в области недропользования. Дальнейшие изменения и дополнения в Закон о недрах 2010 года не имеют существенного воздействия на деятельность Компании.

Ниже приводится поверхностный обзор некоторых самых существенных изменений в Закон о недрах 2010 года, которые были внесены Изменениями 2014 года:

#### *Ограничение использования Приоритетного права Государства*

В результате принятия Изменений 2014 года Государство теперь имеет Приоритетное право только в отношении прав недропользования и Объектов, являющихся месторождениями, которые имеют «стратегическое значение» и включены в Перечень стратегических месторождений.

#### *Ограничение передачи прав недропользования*

За некоторыми исключениями, старый режим предусматривал ограничение на передачу всех прав недропользования в течение двух лет с даты заключения соответствующего контракта. Согласно Изменениям 2014 года ограничение стало применяться только к контрактам на разведку, добычу и совместную разведку, и добычу углеводородов.

#### *Аукцион – новая форма конкурсного предложения для получения права недропользования*

До введения в действие Изменений 2014 года единственной формой конкурсного предложения был тендер. Теперь конкурсное предложение можно было предоставить путем тендера и аукциона. Аукцион определяется как «упрощенная процедура для определения победителя из участников конкурсного предложения, которые подали заявки на участие в аукционе». Победитель аукциона является участником, которые предложил самую большую сумму денег за подписной бонус.

#### *Упрощенная процедура получения прав недропользования*

В рамках Изменений 2014 года была введена упрощенная процедура для получения прав недропользования на разведку на основании заявки потенциального недропользователя. Такие права предусмотрены только в отношении участков недр, которые ранее не были глубоко изучены («**неразработанные участки**»). Такие участки недр не должны превышать десяти участков, каждый из которых должен быть равен одной минуте по географической системе координат.

Если право недропользования на разведку предоставляется в результате прямых переговоров, оно должно быть основано на модели контракта на разведку, форма которого утверждена Компетентным органом. Такой контракт должен быть подписан потенциальным недропользователем и приложен к заявке.

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Проект разведочных работ должен быть разработан и утвержден самим недропользователем после подписания и регистрации модели контракта на разведку. Проект должен пройти оценку экологическим экспертом.

Ожидается, что в соответствии с Кодексом о недрах процедуры получения прав недропользования в некоторых случаях будут упрощены в соответствии с определенной международной практикой (например, «первый пришел – первый обслужен» и т.д.).

### *Обязательные условия контрактов на разведку и добычу*

В соответствии с Изменениями 2014 года «за исключением контракта (договора) на государственное геологическое исследование недр и модели контракта для разведки, контракт должен быть выполнен по форме и по сути, как предусмотрено моделью контрактов на типы недропользования». Список обязательных условий, которые ранее состояли из 27 положений, был сокращен до четырех. Это было, в первую очередь, достигнуто путем исключения почти всех условий, которые дублируют положения законодательства. В противовес, список так называемых «специальных условий» был увеличен.

### *Основания для расторжения Контрактов на недропользование Компетентным органом и другие связанные вопросы*

Изменениями 2014 года установлены определенные дополнительные основания для одностороннего расторжения контракта Компетентным органом, в том числе, выполнение финансовых обязательств менее чем на 30% в течение двух лет подряд. Изменения 2014 года также содержат еще одно основание для одностороннего расторжения контракта: отказ в представлении либо представление недостоверных сведений.

Изменения 2014 года определяют сроки, до которых недропользователь может устранить любые контрактные нарушения, включенные в уведомление от Компетентного органа как основание для одностороннего расторжения контракта. Ранее такие крайние сроки для устранения контрактных нарушения определялись Компетентным органом в отношении каждого недропользователя. В соответствии с Изменениями 2014 года они определяются законом. Недропользователи могут обратиться за продлением крайних сроков.

### *Изменения в нормативном регулировании проектной документации*

До введения Изменений 2014 года проект разведывательных работ должен был пройти оценку эксперта по промышленной безопасности, инфекционного контроля и обязательную государственную экологическую экспертизу. В соответствии с Изменениями 2014 года проекты разведывательных работ теперь должны пройти только обязательную государственную экологическую экспертизу.

Оценочный проект, который включает проект экспериментально-промышленной (пилотной) добычи или проект эксплуатации в тестовом режиме, должен пройти ряд обязательных экспертиз. Если, тем не менее, проект оценочных работ не включает проект экспериментально-промышленной (пилотной) добычи или проект эксплуатации в тестовом режиме, он должен пройти только экологическую экспертизу. Рассмотрение и подписание проекта оценочных работ может занять до восьми месяцев согласно Изменениям 2014 года, вместо пяти месяцев (как это было до введения Изменений 2014 года).

Требование подготовки технико-экономического обоснования для реализации работ по добыче было отменено.

Период рассмотрения и подписания проектной документации Компетентным органом был увеличен с 18 месяцев до 21 месяца.

### *Разливы нефти*

Изменения 2014 года вводят новую Статью 95-1, регулиующую процедуры в случае разливов нефти в море («**Разлив нефти**»). Изменения 2014 года предусматривают различные степени разлива нефти, которые квалифицируются в зависимости от количества пролитой нефти и объема ресурсов, необходимых для устранения последствий такого разлива нефти.

В соответствии с Изменениями 2014 года недропользователь, выполняющий работы на море, должен иметь собственные материалы и оборудование, необходимые для устранения Разлива нефти, если это разлив первой или второй степени. Для устранения Разлива нефти третьей степени недропользователь должен заключить договор со специализированной сертифицированной компанией по спасательным работам, у которого достаточно ресурсов для ликвидации Разливов нефти. Недропользователь должен возместить убытки, причиненные окружающей среде и третьим сторонам в результате Разлива нефти и возместить государственные расходы по ликвидации Разлива нефти.

#### *Информационная система по нефти*

Все недропользователи в области углеводородов должны оборудовать свои добывающие сооружения, список которых определяется Компетентным органом, оборудованием, которое автоматическим контролирует и определяет объемы нефти.

#### ***Новая модель регулирования прав недропользования в соответствии с Кодексом о недрах***

Кодексом о недрах вводится новая модель регулирования недропользования в Казахстане. С 29 июня 2018 года в силу вступит Кодекс о недрах, а Закон о недрах прекратит 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*

После вступления Кодекса о недрах в силу все ранее выданные лицензии и заключенные контракты останутся в полной силе и действии. Кодекс о недрах также предоставляет 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 целях приведения их в соответствие с Кодексом о недрах и типовым контрактом на недропользование, который будет принят 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, включая положение о стабильности, останутся в силе.

#### *Преимущественное право на приобретение полезных ископаемых*

За Государством сохранится преимущественное право перед другими сторонами на приобретение полезных ископаемых, произведенных недропользователем, на тех же условиях, которые в настоящее время предусмотрены Законом о недрах.

#### *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 в интересах общества в период действия военного положения или военное время и при иных обстоятельствах, носящих чрезвычайный характер, с выплатой собственнику стоимости имущества.

#### *Приоритетное право Государства и стратегические участки недр*

В Кодексе о недрах сохранено понятие Приоритетного права Государства, которое будет продолжать применяться к стратегическим участкам недр. 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 должно утвердить новый перечень таких участков недр и месторождений, имеющих стратегическое значение, в ближайшие месяцы.

*Согласие на отчуждение прав недропользования и Объектов*

Как и ранее по Закону о недрах, требование о получении согласия Компетентного органа в случае отчуждения прав недропользования или Объектов, в том числе, в случае первого открытого размещения акций и залога прав недропользования и Объектов. Одновременно с этим в Кодексе о недрах расширен перечень исключений, при которых такое согласие или отказ от Приоритетного права Государства не требуется, включая случаи отчуждения:

- в пользу дочерней организации, в которой не менее 99% долей участия, паев, акций или других форм долевого участия принадлежит недропользователю или Контролирующему юридическому лицу, при условии, что они не зарегистрированы в юрисдикции с льготным налогообложением;
- между организациями, в каждой из которых не менее 99% долей участия, паев, акций или других форм долевого участия прямо или косвенно принадлежат одному и тому же лицу, при условии, что приобретатель права недропользования или его части и/или Объектов не зарегистрирован в юрисдикции с льготным налогообложением;
- в пользу лица или организации, которому (которой) прямо или косвенно принадлежат не менее 99% долей участия, паев, акций или других форм долевого участия в уставном капитале недропользователя или Контролирующего юридического лица, при условии, что они не зарегистрированы в юрисдикции с льготным налогообложением;
- связанные с увеличением размера уставного капитала (в том числе, путем выпуска новых акций), при условии, что процентное соотношение долей участия (акций) не изменяется;
- связанные с выкупом эмитентом своих акций или иных ценных бумаг; или
- если в результате такого отчуждения лицо становится владельцем менее 1% доли участия, паев, акций в уставном капитале недропользователя или Контролирующего юридического лица.

Любые другие сделки или связанные действия, совершенные без получения обязательного согласия Компетентного органа, являются недействительными с момента совершения.

*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 (на конкурсной основе); 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 на конкурсной основе (если только такой недропользователь не будет признан стратегическим партнером и не создаст совместное предприятие с Компанией для совместной разведки и добычи).

В ходе проведения конкурса 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 конкурса 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 конкурсе). 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 конкурсе 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 отменяет требование о получении разрешения Компетентного органа на передачу в залог прав недропользования. При этом, любой 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 снимает ограничение на использование кредитных средств, обеспеченных залогом прав на недропользование, согласно которому такие средства должны были использоваться исключительно в целях недропользования, предусмотренных соответствующим Контрактом на недропользование, либо для дальнейшей переработки. Это ограничение теперь применимо только в отношении контрактов по углеводородам, что позволяет недропользователям других видов полезных ископаемых передавать свои права на недропользование в залог в любых целях.

#### *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.

В Кодекс о недрах не вошли следующие основания для расторжения контракта на недропользование, которые предусмотрены Законом о недрах 2010 года: отказ в представлении либо представление недостоверных сведений; несвоевременная оплаты сумм на социально-экономическое развитие; и нарушение требований о минимальном размере затрат и видов работ.

### **Определенные разведочные работы и разведочные работы на море**

Как Закон о недрах 2010 года, так и Кодекс о недрах предусматривает, что Компании должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в Контрактах на недропользование на разработку месторождений на море. 31 марта 2015 года Министром по инвестициям и развитию и Министром по энергетике были приняты правила, которые предусматривают некоторые руководства в отношении представления Компанией интересов Государства в контрактах (включая в отношении операций на морском дне). Такие правила определяют обязательную «как минимум 50% долю», о которой говорится в Законе о недрах 2010 года. 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.

Согласно Закону о недрах 2010 года и Кодексу о недрах, операции по разведке по Контрактам на недропользование, подрядчиком по которым выступает Компания, должны финансироваться ее стратегическим партнером, если иное не предусмотрено соглашением о совместной деятельности.

В целом, операции недропользования Компании на море подлежат особому, более строгому регулированию, как предусмотрено Законом о недрах 2010 года (статьи 93-99), Кодексом о недрах (статьи 154-159), Экологическим кодексом, Водным кодексом (№481 от 9 июля 2003 года в действующей редакции) («**Водный кодекс**») и Правилами проведения нефтяных операций на море, внутренних водоемах, в зонах чрезвычайной экологической ситуации и на особо охраняемых природных территориях (утвержденными Приказом Министра энергетики №130 от 23 февраля 2015 года). 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. В Кодексе о недрах сохранена норма Закона о недрах 2010 года, запрещающая 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 закону, общее решение в отношении возможного ведения нефтесодобывающих операций на море принимается Правительством.

Нефтесодобывающие операции в казахстанском секторе Каспийского моря могут быть ограничены до определенной глубины. Более того, в соответствии с Законом «Об особо охраняемых природных территориях» (№175-III от 7 июля 2006 года в действующей редакции), 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 предусматривает, 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. Эти требования не применяются к СРП, которые предусматривают различные правила разрешения споров для каждого конкретного случая.

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 являются особой формой принятого Контракта на недропользование. Следовательно, Закон о недрах 2010 года не разрешает 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.

### **Лицензирование услуг по добыче, переработке, транспортировке по трубопроводам, хранению и недропользованию**

В мае 2014 года Парламент принял Закон «О разрешениях и уведомлениях» (№202-V от 16 мая 2014 года в действующей редакции) («**Закон о разрешениях и уведомлениях**»), который консолидирует и упорядочивает различные нормативные документы, в отношении государственной лицензии, разрешения, согласия и других государственных допусков.

Закон о разрешениях и уведомлениях предусматривает, что по добыче нефти и газа, по переработке нефти, транспортировке по нефте- и газопроводам и услуги недропользования (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и другие сопутствующие услуги) являются деятельностью, подлежащей лицензированию и такая лицензия не может быть от одного лица (лицензиата) (в отношении конкретных объектов) другому.

Такие лицензии выдаются на неограниченный срок соответствующим Компетентным органом после подачи необходимой документации и внесения оплаты. Действие лицензии может быть приостановлено либо прекращено в случае, если лицензиат не выполняет квалификационные требования, включая, без ограничения, ввиду отсутствия квалифицированного персонала либо соответствующего оборудования.

Если юридическое лицо осуществляет деятельность без соответствующей лицензии, как этого требует Лицензионное право, то такое лицо и его управляющие несут административную и уголовную ответственность.

## **Компетентный орган и другие Регулирующие органы**

### ***Общая информация***

Государство играет важную роль в четырех областях недропользования. Во-первых, правительство несет ответственность, среди прочего, за организацию и управление находящихся в собственности государства запасов, введение ограничений на недропользование в целях обеспечения национальной безопасности, экологической безопасности и 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, установление квот для транспортировки нефти различными транспортными средствами, путем назначения членов Межведомственной комиссии (которая после вступления в силу Кодекса о недрах 29 июня 2018 года будет называться Экспертной комиссией) по реализации преимущественного права государства 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, преимущественные права государства осуществляются через «Самрук-Қазына», Компанию, а также до 29 июня 2018 года через уполномоченные государственные органы (в случае необходимости). Наконец, местные органы исполнительной власти (акиматы) несут ответственность, среди прочего, за предоставление земельных участков недропользователям. При этом, согласно Кодексу о недрах, акиматы не будут более осуществлять контроль в области охраны земли и участвовать в переговорах с недропользователями в отношении охраны окружающей среды и социальной защиты.

Помимо регулирования порядка управления недрами, существует ряд контрольно-надзорных органов, регулирующих другие аспекты добычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Согласно Старому закону о недрах, Компания в своем статусе «национальная компания» сотрудничала с Компетентным органом, среди прочего, чтобы развивать государственную политику в нефте- и газодобывающей промышленности и действовать с целью эффективного и рационального развития нефтяных и газовых ресурсов Казахстана. Регулирующие функции, которые ранее выполняла Компания в нефтегазовом секторе, полностью переданы Компетентному органу и другим государственным органам.

В соответствии с Законом о недрах 2010 года Компания должна:

- участвовать во внедрении единой государственной политики в сфере недропользования;
- представлять Государство в Контрактах на недропользование, которые предоставляют Компании долевое участие в соответствии с процедурой, установленной Компетентным органом в области промышленных инноваций, вместе с Компетентным органом в сфере нефти и газа, и в рамках полномочий, изложенных в таких Контрактах на недропользование;
- осуществлять операции по недропользованию вместе с победителями тендера путем участия в Контрактах на недропользование, в соответствии с решением Компетентного органа;
- осуществлять операции по недропользованию на выделенных участках путем прямых переговоров;
- участвовать во внешних и внутренних операциях по недропользованию и проектах Казахстана по транспортировке углеводородов;
- участвовать в подготовке годовых отчетов по осуществлению Контрактов на недропользование Президенту Республики Казахстан и Правительству;
- осуществлять общее руководство и мониторинг исследований, развития, добычи, обработки и сбыта минерального сырья, а также транспортировку углеводородов и проектирование, строительство и эксплуатацию нефте- и газопроводов, и нефтяной и газовой инфраструктуры; и
- в случаях, когда Государство принимает решение воспользоваться своим Приоритетным правом, проводить переговоры и заключать новые контракты с продавцом (или передающим лицом) для приобретения отчужденного права на недропользование или Объект.

Кодекс о недрах не содержит четкого перечня функций Компании (который содержится в Законе о недрах 2010 года). При этом, подразумевается, что Компания будет продолжать осуществление большинства мероприятий, описанных в Законе о недрах 2010 года, некоторые из которых будут переданы уполномоченным органам при Компетентном органе.

### ***Реорганизация Правительства в 2014 году***

6 августа 2014 года Президент Назарбаев, стремясь оптимизировать структуру министерств и сделать Правительство более компактным и эффективным, объявил о своем решении провести его реорганизацию. В итоге 17 министерств и 9 правительственных агентств, функционировавших ранее, были сокращены до 12.

Согласно Указу Президента №875 от 6 августа 2014 года «О реформе системы государственного управления Республики Казахстан» МНГ было преобразовано в Министерство энергетики с передачей ему некоторых функций МИНТ (преобразованного в МИР) и МЭМР, которое было упразднено.

Таким образом, Министерство энергетики в настоящее время отвечает не только за нефтегазовую индустрию, но также за электро- и атомную энергетику, использование возобновляемых источников энергии, утилизацию твердых отходов внутри страны, защиту окружающей среды и исполняет функции надзора за природными ресурсами, их контроля и защиты.

### ***Министерство энергетики***

После реорганизации Правительства Министерство энергетики стало преемником МНГ в качестве Компетентного органа в области нефти и газа и преемником МОСВР в области охраны окружающей среды. Министерство энергетики действует в качестве Компетентного органа в области нефти и газа, в отношении, среди прочего, нефте- и газоперерабатывающих заводов, транспортировки углеводородов и эксплуатации магистральных трубопроводов.

Согласно Закону о недрах 2010 года, Кодексу о недрах и другим действующим законам, Министерство энергетики стало преемником МНГ и, среди прочего, несет ответственность за:

- осуществление политики Государства в области нефти и газа, транспортировки нефтехимии и углеводородов;
- представление интересов Государства в СРП;
- организацию тендеров и аукционов на приобретение права осуществлять нефте- и газоразведку, подготовку и утверждение списков участков недр для тендеров и аукционов;
- исполнение и регистрацию нефтяных и газовых контрактов;
- подготовку и утверждение типовых контрактов;
- утверждение рабочих программ, связанных с нефтяными и газовыми контрактами;
- контроль за соблюдением условий нефтяных и газовых контрактов;
- выдачу разрешений на отчуждение права недропользования и Объектов и регистрацию сделок, предусматривающих обязательства по недропользованию, в соответствии с нефтяными и газовыми проектами;
- приостановление и прекращение Контрактов на недропользование в соответствии с процедурами, изложенными в Законе о недрах 2010 года и Кодексе о недрах;
- определение объемов нефти и газа для поставки недропользователями на внутренний рынок;
- контроль за соблюдением недропользователями требований по приобретению определенного количества товаров, работ и услуг местных поставщиков;
- утверждение программ по утилизации газа; и
- выдачу разрешений на использование денег в ликвидационном фонде.

### ***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:

- МИР, которое является преемником функций МИНТ и компетентным государственным органом по вопросам недропользователей, которые осуществляют деятельность по разведке и добыче полезных ископаемых (кроме широко распространенных полезных ископаемых), содержит следующие комитеты внутри своей структуры:
  - Комитет геологии и недропользования, который, среди других функций и полномочий, выделяет геологические и горные отводы;
  - Комитет технического регулирования и метрологии осуществляет надзор за соответствием оборудования нефтегазовой отрасли в Казахстане стандартам качества и безопасности;
  - Комитет индустриального развития и промышленной безопасности, который, среди прочего, осуществляет надзор за безопасностью и охраной здоровья на горнодобывающих работах после того, как было упразднено Министерство по чрезвычайным ситуациям, а также участвует в предоставлении разрешений на экспорт геологической информации;
- различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов, включая местные исполнительные органы власти;
- 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 естественным монополиям, который отвечает за регулирование тарифов на транспортировку нефти и газа, а также цен, связанных с продажей газа;
- 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); и
- 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.

Реестры акционеров Компании и ее дочерних предприятий ведутся АО «Интегрированный регистратор 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**») регулирует деятельность недропользователей Казахстана.

Экологический кодекс также 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. Санкции за несоблюдение таких обязательств могут быть значительными, включая штрафы или даже приостановление действия либо расторжение Контракта на недропользование.

Согласно казахстанскому законодательству, компании обязаны получать разрешения (как описано ниже) на загрязнение окружающей среды и должны соблюдать все требования, содержащиеся в таких разрешениях.

### **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 либо областным исполнительным органом, либо Компетентным органом, отвечающим за охрану окружающей среды, которым в результате правительственных реорганизаций стало Министерство энергетики. 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.

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.

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.

Помимо Киотского протокола, в ноябре 2016 года Казахстан ратифицировал Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата («**Парижское соглашение**»).

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.

### **Ведение учетной документации**

В соответствии с Законом о недрах 2010 года, Кодексом о недрах и природоохранным законодательством Республики Казахстан, недропользователь обязан вести соответствующий учет добытого минерального сырья и запасов, в том числе переработанных побочных продуктов и остаточных отходов. Государство осуществляет контроль добытого минерального сырья и запасов. Недропользователь должен представить геологические отчеты о своей деятельности на территории, указанной в контракте, касательно разведки и использования недр.

### **Обеспечение исполнения обязательств**

В статье 116 Экологического кодекса 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 статье 117 Экологического кодекса, 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, и до июня 2018 года инициировать процедуры, связанные с (i) приостановлением действия лицензий; (ii) прекращением договоров на использование и изъятие природных ресурсов; и (iii) приостановлением и прекращением действия природоохранных и иных разрешений в случае нарушения условий таких разрешений;
- издавать приказы для физических и юридических лиц об устранении нарушений экологического законодательства Республики Казахстан;
- подавать иски в суд в связи с нарушением законодательства Республики Казахстан; и
- до июня 2018 года вносить предложения в Компетентный орган о прекращении действия Контрактов на недропользование в определенных обстоятельствах.

### **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 добычи 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-II 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-III 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-II 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 статье 178 Гражданского кодекса, которая предусматривает трехлетний срок исковой давности. 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 труда и социальной защиты населения. Такие законы и нормативно-правовые акты включают 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 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.

### **Ценовое регулирование**

Правительство может регулировать цены по отношению к участникам 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 свою соответствующую дочернюю компанию), 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 правительственный орган, уполномоченный определять типы регулируемых нефтепродуктов и их соответствующие предельные розничные цены. Применимое законодательство не предусматривает государственного регулирования оптовых цен на нефтепродукты.

Соглашение о создании ЕАЭС 2014 года предусматривает, что программа создания общего рынка продуктов переработки нефти и газа, должна быть одобрена 1 января 2018 года с целью разработки общих правил транспортировки и правил общей торговли к 2023 году. Обсуждения все еще ведутся, и неясно, какой дополнительный эффект, если он будет, окажут правила ЕАЭС на доходы Компании от продажи нефтепродуктов.

### **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 привлечение людей для приобретения ими товаров и услуг из Казахстана. В соответствии с этой политикой, недропользователи обязаны использовать оборудование, материалы и продукцию, произведенную в Казахстан и поддерживать казахстанских производителей в работе и оказании услуг, при условии, что они отвечают необходимым стандартам и требованиям. 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 Правилами С-К.

Правила С-К, в целом, схожи с существующими правилами государственных закупок и предусматривают обязательные процедуры по закупке товаров и услуг «Самрук-Қазына» и компаниями, в которых у «Самрук-Қазына» есть 50% или более прямого или косвенного владения. Правила С-К требуют, чтобы такие компании проводили открытые конкурсы по закупке большинства видов товаров и услуг, с учетом определенных ограниченных исключений. Закупка определенного ограниченного числа категорий товаров и услуг, а также товаров и услуг, предоставляемых

компаниями, которые подлежат действию антимонопольного законодательства Республики Казахстан, проводится путем прямых сделок без привлечения тендерных процедур. «Самрук-Қазына» осуществляет общий контроль соблюдения требований правил С-К.

Изменения в Правила С-К были внесены в 2016 году после того, как Казахстан вступил во Всемирную Торговую Организацию («ВТО») в конце 2015 года. в частности, Контракты на недропользование, заключенные до 1 января 2015 года, по-прежнему предусматривают определенные льготы для местных поставщиков во время переходного периода до 2021 года, после чего ожидается, что такие льготы будут отменены. Ожидается, что в контрактах, заключенных после 1 января 2015 года, такие льготы предусмотрены не будут. Члены Группы, которые не являются недропользователями, больше не могут пользоваться льготами по местному содержанию, которые ранее предусматривали Правила С-К. Однако, Правила С-К не применяются к долгосрочным договорам, заключенным до поправок к Правилам С-К 2016 года. Также, Правила С-К сохраняют ранее существующие льготы для продаж внутри группы. Кроме того, в 2017 году были внесены дополнительные изменения, в основном касающиеся процедурных требований для электронных закупок и банковских гарантий. Компания не ожидает, что поправки к Правилам С-К, принятые в связи со вступлением Казахстана в ВТО, существенно повлияют на ее деятельность.

### **Новый Закон «Об арбитраже»**

Закон «Об арбитраже» от 8 апреля 2016 года консолидирует и заменяет Закон «Об арбитражных судах» (№22 от 28 декабря 2004 года с изменениями и дополнениями) и Закон «О международном арбитраже» (№23 от 28 декабря 2004 года с изменениями и дополнениями) с целью описания единого подхода к механизмам разрешения споров за пределами суда.

Введение к Закону «Об арбитраже», а также другие положения данного закона, подразумевают, что Закон «Об арбитраже» следует применять только к вопросам разрешения споров в Казахстане (т.е., в отношении арбитражных органов, находящихся в Казахстане). Во вступительной части к Закону об арбитраже, а также в других положениях Закона об арбитраже, отмечается, что Закон об арбитраже следует применять только к вопросам, которые включают разрешение споров в Казахстане (т.е., в отношении арбитражных органов, находящихся в Казахстане). В частности, в преамбуле к Закону об арбитраже говорится: *«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 новшеств, которые могут иметь значение (как описано ниже) на положения об арбитраже, которые содержатся в Условиях выпуска облигаций и Договоре доверительного управления. В частности, положения Закона об арбитраже не делают четкого различия между местным и иностранным арбитражем. Описание Закона «Об арбитраже» см. в разделе *«Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений»*. Принимая во внимание, что Закон об арбитраже не был проверен на практике, нельзя быть уверенным, что суды Казахстана поддержат приведенное выше толкование Закона об арбитраже, как изложено в разделе *«Приведение в исполнение судебных и арбитражных решений»* и что решение против Компании и/или КМГ Finance в арбитражных разбирательствах Лондона 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»*.

### **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**»). Согласно Закону о разрешениях и уведомлениях, операции по добыче нефти и газа и эксплуатации магистральных нефтепроводов и газопроводов подлежат лицензированию. Для осуществления деятельности, связанной с операциями по недропользованию (такой как бурение нефтяных и газовых скважин и иные связанные работы) также необходимо получение разрешения.

Лицензия (разрешение) не может передаваться от одного существующего объекта к другому и выдается Компетентным органом на неограниченный срок после предоставления всех необходимых

документов, подтверждающих выполнение объектом всех применимых требований и оплату лицензионного сбора.

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, отчуждения и погашения облигаций владельцем. Данный раздел не рассматривает последствия по федеральному подоходному налогу для каждого вида облигаций, которые могут быть выпущены в рамках Программы, а также дополнительная или измененная в процессе информация, относительно некоторых налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США может быть предоставлена по мере необходимости. Информация настоящего раздела распространяется только на держателей, которые приобрели Облигации как часть первоначального распределения 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 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 помимо доллара США, или 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 погашением облигаций, а также данный раздел не включает в себя описание налогового законодательства США, нерезидентом США, государственным органом или органами местного самоуправления.*

*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, имеющихся 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, держателем США 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) (а) администрацией, над которой суд США может осуществлять первичный контроль и (б) по которому одно или несколько лиц Соединенных Штатов имеют полномочия контролировать все важные решения.

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.

**Неамериканский держатель – собственник-бенефициар облигаций, который не является ни американским держателем, ни товариществом (или любым другим лицом, рассматриваемым в качестве товарищества) для целей федерального подоходного налога США.**

***СУЩНОСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ ФЕДЕРАЛЬНОГО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА США, УКАЗАННЫХ НИЖЕ, ПРЕДСТАВЛЕНА ДЛЯ ОБЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОКУПАТЕЛИ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ НАЛОГОВЫМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ КАСАТЕЛЬНО КОНКРЕТНЫХ НАЛОГОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ВЛАДЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ, ВКЛЮЧАЯ ПРИГОДНОСТЬ И ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ, МЕСТНЫХ, НЕРЕЗИДЕНТОВ США И ДРУГИХ НАЛОГОВЫХ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВ И ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В НАЛОГОВОМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ.***

### ***Держатели США***

#### **Классификация облигаций**

Необходимо определить, может ли обязательство представлять долговое обязательство, акцию или другие инструменты, или интересы 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 налогу на прибыль США. В той степени, в которой это необходимо для определения позиции, 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.

#### **Новое законодательство**

В соответствии с недавно принятым законодательством, держатели США, 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, хотя точный порядок применения данного правила пока не совсем понятен. Данное правило в целом действительно для налоговых лет, начинающихся после 31 декабря 2017 года, а для долговых инструментов, выпущенных с первоначальной эмиссионной скидкой – в отношении налоговых лет, начинающихся после 31 декабря 2018 года. Держатели США, использующие метод бухгалтерского

учета нарастающим итогом, должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении потенциальной применимости этого законодательства 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 любые дополнительные суммы, включающиеся в совокупный доход американского держателя в качестве обычного процентного дохода в момент получения или начисления в соответствии с обычным методом учета, применяемого к держателю США, с целью учета федерального подоходного налога США. Кроме того, проценты и Первоначальный дисконт («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» или, для определенных держателей США, «общая категория доходов». Правила Федерального подоходного налога США, касающиеся иностранных налоговых кредитов и лимитов различные, и могут варьироваться в зависимости от фактов и обстоятельств каждого держателя США. Соответственно, держатели США 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**»), сумма дохода для держателя будет выражена в долларах США, включая сумму любых применимых по этому поводу налогов, независимо от валюты, все они пересчитываются в доллары США. Как правило, держатель США, который использует кассовый метод налогового учета, будет определять стоимость доллара США по курсу на дату получения. Держатель США, 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 держателя США, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или, по выбору держателя США, по обменному курсу валют на последний день периода начисления (либо, если период начисления захватывает два налоговых года для держателя США, за часть этого периода, относящуюся к каждому налоговому году) или по курсу 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 держателя США на начало первого налогооблагаемого года, на который распространяется действие выбранного метода, либо впоследствии приобретенным держателем США, и не подлежит отмене без согласия НУ США в течение отчетного года в НУ США. Держатель США, 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 долговым ценным бумагам.

### Первоначальный дисконт

Американские держатели облигаций, выпущенных с первоначальным дисконтом («ПД»), в том числе облигации с нулевым купоном со сроком погашения более одного года («**Облигации с дисконтом от номинальной цены**»), 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 Дисконтом, 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 (кроме продаж андеррайтеру, брокеру, агенту или оптовику). «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 Дисконтом, Американский держатель такой Облигации признает доход от прироста капитала, по отношению к любому минимальному Дисконту, как установленный основной платеж, сделанный по Облигации. Величина такого прироста по каждой выплате основной суммы будет равна произведению общей суммы Облигаций с минимальным Дисконтом и числа, числитель которой представляет собой сумму основного произведенного платежа, а знаменатель, которого является установленной номинальной стоимостью Облигации.

Американские держатели Дисконтных облигаций со сроком погашения более одного года со дня выпуска, как правило, обязаны включать Дисконт в доход до получения части или всей суммы соответствующего платежа. Сумма Дисконта, которая включается в доход первоначальным Американским держателем Дисконтных облигаций, является суммой «ежедневной доли» Дисконта по Облигации за каждый день налогового года или его части, в течение которого данный Американский держатель владел такой Облигацией («**Начисленный дисконт**»). Ежедневная доля определяется путем распределения пропорциональной части Дисконта, приходящейся на указанный период начисления, на каждый день «периода начисления». Продолжительность «периода начисления» по Дисконтным облигациям 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 дисконта, 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 (б) суммой объявленного соответствующего процента, относимого на период начисления. Дисконт, 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 Дисконта 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 дисконт за каждый предыдущий период начисления (определяется без учета амортизационной премии по приобретению или облигационной премии, как определено ниже), и уменьшенной на суммы выплат, произведенных по такой Облигации (кроме выплат

соответствующего объявленного процента) на/до первого дня периода начисления. В соответствии с данными Правилами, Американский держатель должен включить в доход увеличивающиеся суммы Дисконта 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 по отношению к Облигациям с Дисконтом будут зависеть, в частности, от конкретных условий и Особенности Облигаций.

В случае, если Облигация с Первоначальным дисконтом является Облигацией с плавающей ставкой (как описано ниже в разделе «*Переменная ставка долговых инструментов*»), то как «доход на момент погашения», так и «соответствующий объявленный процент» определяются лишь для расчета начисления Дисконта, 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 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 Дисконт и подсчитывать сумму, включаемую в совокупный доход, по описанному выше методу постоянной доходности. В случае применения такого метода, к процентам относится: объявленный процент, скидка на приобретение, Дисконт, минимальный Дисконт, 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.

#### *Премия за покупку*

Американский держатель, который приобретает Облигацию с первоначальной скидкой за сумму, которая больше ее скорректированной цены эмиссии, но меньше или равна сумме всех средств к оплате по Облигации после даты покупки, кроме квалифицированного объявленного процента, считается держателем, купившим Облигацию с первоначальной скидкой по «премии за покупку». Если американский держатель не делает выбора, описанного выше в разделе «Выбор рассматривать все проценты как Первоначальный дисконт», по правилам премии за покупку, ежедневная часть первоначальной скидки, которую американский держатель должен включить в свой валовый доход в отношении такой Облигации с первоначальной скидкой, будет сокращена до суммы, равной ежедневной части первоначальной скидки за такой день, умноженной на долю премии за покупку. Числитель «доли премии за покупку» представляет собой превышение скорректированной базы американского держателя в Облигации сразу же после ее приобретения над скорректированной ценой эмиссии Облигации, а знаменателем является сумма ежедневной части Первоначальной скидки за такую Облигацию за все дни после приобретения и до объявленной даты погашения (т.е., общая первоначальная скидка эмиссии, оставшаяся по Облигации).

*Долговые обязательства с переменной ставкой*

Как правило, Облигация с плавающей процентной ставкой («**Облигация с плавающей процентной 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 (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, 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 привлеченных средств в валюте, в которой выражены Облигации с плавающими процентными ставками; или (b) если ставка равняется таковой, умноженной на фиксированную ставку, которая больше чем 0,65, но не превышает 1,35, или 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.

«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. Несмотря на вышеизложенное, норма по плавающей процентной ставке не будет являться реальной ставкой, если есть основания полагать, что среднее значение такой ставки в течение первой половины срока действия Облигации с плавающей процентной ставкой, будет либо значительно меньше, или значительно больше, чем среднее значение ставки в течение второй половины срока действия Облигации с плавающей процентной 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 процентной ставкой.

Как правило, если Облигации с плавающей процентной 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 процентной 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 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 процентной ставкой.

Если Облигация с плавающей процентной 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 определяется: (а) фиксированной ставкой заменяющей каждую переменную ставку, предусмотренную Облигацией с плавающей процентной ставкой (как правило, значение каждой переменной ставки на дату выпуска или в случае реальной ставки, которая не является соответствующей плавающей ставкой, ставкой, которая отражает разумную доходность по данной Облигации); (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 переменной ставке в течение соответствующего срока начисления.

Если Облигация с плавающей процентной 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 процентной ставкой применяется для целей первых трех шагов определения, как если бы она предусматривала соответствующую плавающую ставку (или соответствующую обратную плавающую ставку, если Облигация 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 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, держатели США, как правило, уплачивают налог с дисконта, а не с установленных процентов. Дисконт равняется сумме, на которую указанная цена погашения на момент погашения превышает номинальную цену Краткосрочной облигации, если держатель США 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 Дисконт 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.

#### Дисконтные Облигации в иностранной валюте

Дисконт, начисленный за какой-либо период по Дисконтным облигация, 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 «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте» выше. После получения суммы, приходящейся на дисконт (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.

#### Продажа, обмен или выкуп

Скорректированной налоговой базой для Облигации Американского держателя, как правило, является ее стоимость в долларах США (как определено в данном документе), увеличенная на сумму какого-либо Дисконта, 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 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 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.

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. Однако, прибыль или убыток от обмена учитывается только в пределах общего дохода или убытка по сделке. Прибыль или убыток, реализуемый Американским держателем от продажи 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.

Продажа обмен или выкуп 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 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), 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 и больше, если он является не физическим лицом), 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 активам*

Некоторые Американские держатели, которые являются физическими лицами, обязаны сообщать информацию, касающуюся доходов от Облигаций, 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 своих 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 Дисконта) 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***

Требования по начислению резервного налога США, удерживаемого у источника дохода, и предоставлению информации распространяются на определенные выплаты основной суммы и процентов и начисление ПД, по обязательству, и на выручку от продажи или погашения обязательства, полученную отдельными некorporативными держателям Облигаций, являющимися гражданами США. Требование о предоставлении информации обычно относится к выплатам основной суммы и вознаграждения по обязательству, а также к выручке от продажи и начисления ПД или погашения обязательства, возникшего на территории США, или взятого на себя американским плательщиком или американским посредником, в пользу держателя (за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, включая корпорацию, получателя, не являющегося гражданином США и предъявившим соответствующее удостоверение, и других отдельных лиц). Плательщик обязан произвести резервное удержание по платежам, произведенным на территории США, включая платежи за начисление ПД, или произведенных американским плательщиком, или американским посредником держателю Облигации, который является гражданином США за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, как, например, корпорация, в том случае, если держатель не сможет предоставить правильный идентификационный номер налогоплательщика или не выполнит требования по резервному удержанию, или не сможет обосновать освобождение от налога. Выплаты основной суммы или вознаграждения, произведенные на территории США, не облагаются резервным налогом, удерживаемым у источника дохода, и не относятся к требованию по предоставлению информации, если держатель предоставит плательщику соответствующее свидетельство, 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 при условии, что необходимая информация будет своевременно представлена в НУ США.

## **Налогообложение в Казахстане**

### ***В отношении облигаций, выпущенных KMG Finance***

#### Вознаграждение

По действующему в настоящее время казахстанскому законодательству выплаты основной суммы или вознаграждения о 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).

#### Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не облагается казахстанским подоходным

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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.

### 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 Великобритания, 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 14 (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

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 Великобритания, 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 14 (Налогообложение).

#### Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Казахских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, относится на счет доходов Казахских держателей. Чистый доход таких Казахских держателей облагается корпоративным налогом на прибыль 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 Казахских держателей не облагаются налогом, уплачиваемым у источника доходов, на территории Казахстана.

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахских 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 Неказахский 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 Неказахским 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 Казахским или Неказахским держателем от продажи Облигаций, иным образом, кроме как через открытые торги на соответствующей бирже, могут облагаться казахским налогом или налогом у источника доходов, соответственно. В отношении доходов, полученных Неказахскими 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, казахское налоговое законодательство не определяет механизм сбора любого такого налога с покупателей или получателей, являющихся Неказахскими держателями или не имеющих налогового присутствия в Казахстане. Любые потенциальные покупатели или приобретатели Облигаций у / от Неказахских держателей должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по налоговым последствиям такого приобретения.

### **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 2018 года: 20% 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 52,0%), 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 0,36% – 5,38% 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 подписании, передачи и/или принудительного исполнения Облигаций или выполнения КМГ 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 фидуциариями 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 юридическими или иными лицами, оказывающими маркетинговые услуги от их имени, 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 (включая, без ограничения, индивидуальный пенсионный счет), совершивший покупку Облигации, считается предоставившим заверение в том, что он представляет собой (или действует через) (i)(A) банк или аналогичное учреждение, страховую компанию, зарегистрированного инвестиционного консультанта или зарегистрированного брокера-дилера, или (B) независимого фидуциария (но не владельца счета в случае индивидуального пенсионного счета), который владеет, управляет или контролирует активы общей стоимостью не менее 50 млн. долларов; каждый из вышеуказанных терминов в значении пп. (c)(1)(i) ст. 2510.3-21 Раздела 29 Свода законов США; (ii) юридическое или иное лицо, которое может самостоятельно оценивать инвестиционные риски, как в целом, так и в отношении отдельных сделок и инвестиционных стратегий; и (iii) независимого фидуциария в отношении покупки Облигаций и несет ответственность за вынесение независимого суждения при оценке такой покупки.

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

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 Правилем 144А – Глобальной облигацией, одной или более глобальных облигаций, регулируемых Правилем 144А, депонируемых кастодианом и зарегистрированных на имя компании Cede & Co, в качестве номинального держателя ДТС.

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 Правилем 903 или Правилем 904 Положения S. См. раздел *«Ограничения на передачу»*. Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А можно лишь через ДТС. См. раздел *«Процедура ведения учета по Глобальным облигациям»*. Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А, 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 Правилем 144А, указанные в Правиле 144А, при этом на Облигациях, регулируемых Правилем 144А, 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 Правилем 144А, после такой передачи прекращает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А, и, соответственно, подпадает под действие всех ограничений по передаче и других процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Правилем 144А Глобальной облигации на протяжении всего времени, пока он остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А, 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 Правилем 144А, 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 выставляемых 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 144A, 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 144A 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 144A, с просьбой об обмене определенной суммы Глобальной облигации, регулируемой правилom 144A, 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 Правилa 144А – свидетельство о том, что передача совершается с соблюдением положений Правилa 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 DTC, 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 Единым 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 Правилем 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 Правилем 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 Правилем 144А, в обмен на отдельные Глобальные облигации, регулируемые Правилем 144А (на которые будут нанесены надписи, наносимые при передаче в соответствии с условиями Правила 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 Правилем 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 получают 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 144A, 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 еврооблигациям.

### ***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 & Co 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, регулируемые 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 & Co 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 15с6 1 Закона о фондовых биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке Соединенных Штатов, как правило, должны быть завершены в течение двух рабочих дней (T +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 T +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 Правила 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 Правилом 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 СООТВЕТСТВИИ 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 СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ («**ПОЛОЖЕНИЕ S**»), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. ДЕРЖАТЕЛЬ И КАЖДЫЙ ПОСЛЕДУЮЩИЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ОБЯЗАН УВЕДОМИТЬ 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 (a) 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 (a) 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 исключительно 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 Правил 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), он понимает, что покупка и владение Облигациями, регулируемые Положением S, считаются составляющими предоставленные таким покупателем заверение и соглашение с тем, что он представляет собой (или действует через) (i)(A) банк или аналогичное учреждение, страховую компанию, зарегистрированного инвестиционного консультанта или зарегистрированного брокера-дилера, или (B) независимого фидуциария (но не владельца счета в случае индивидуального пенсионного счета), который владеет, управляет или контролирует активы общей стоимостью не менее 50 млн. долларов; каждый из вышеуказанных терминов в значении пп. (c)(1)(i) ст. 2510.3-21 Раздела 29 Свода законов США; (ii) юридическое или иное лицо, которое может самостоятельно оценивать инвестиционные риски, как в целом, так и в отношении отдельных сделок и инвестиционных стратегий; и (iii) независимого фидуциария в отношении покупки Облигаций, регулируемых Положением S, и несет ответственность за вынесение независимого суждения при оценке такой покупки.

## ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться соответствующим Эмитентом в пользу одной или нескольких из следующих компаний: Citigroup Global Markets Limited, J.P. Morgan Securities plc, MUFG Securities EMEA plc и лондонский филиал UBS AG («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 (b) 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 144A) 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 144A.

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 144A.

### **Запрет на продажу частным инвесторам в ЕЭЗ**

Если в Окончательных условиях в отношении любых Облигаций не указано, что «Запрет на продажу частным инвесторам ЕЭЗ» 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.

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/EU ( в действующей редакции далее – «Директива MiFID II»); или
- (b) (ii) клиент в значении Директивы 2002/92/ЕС в действующей редакции, если такой клиент не квалифицируется как профессиональный клиент, как определено в пункте (10) Статьи 4(1) Директивы MiFID II.

### **Великобритания**

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 FSMA Эмитентом;

## ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

- (2) Он только предела или обеспечил передачу, и передаст или обеспечит передачу приглашения или побуждения к участию в инвестиционной деятельности (в значении статьи 21 FSMA), полученного им в связи с выпуском или продажей Облигаций в обстоятельствах, когда статья 21(1) FSMA не применима к Эмитенту; и
- (3) Он выполнил и выполнит все применимые положения FSMA, касающиеся любых действий в отношении Облигаций в Великобритании, из Великобритании или связанных с Великобританией 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.

### **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 статье 1:1 Закона Нидерландов о финансовом надзоре (*Wet op het financieel toezicht* или «ЗФН»).

#### 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 652a 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 6 апреля 2018 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, в категорию «облигации» сектора «долговые ценные бумаги» площадки «основная» официального списка KASE, начиная с (и включая) дату выпуска. Компания также может использовать разумные средства для включения Облигаций, выпущенных KMG Finance в список KASE. Никакие Облигации, выпущенные Компанией, не могут быть выпущены или размещены без предварительного согласования с НБРК.
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 2017 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах, финансовом и коммерческом положении Компании и ее консолидированных дочерних предприятий, совместных предприятий и ассоциированных компаний. С 31 декабря 2017 года не происходило никаких существенных неблагоприятных изменений в перспективах, финансовом и коммерческом положении KMG Finance.
7. 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. Финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с МСФО. Финансовая отчетность Компании за каждый финансовый год, закончившийся 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 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».

8. 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 2016 и 2015 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.

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>.

## 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 методике как запасы категории А, В и С1. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность 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»;

«**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 İnşaat Anonim Şirketi»;

«**BP**» означает компанию «BP p.l.c.»;

«**ГБШ**» означает ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»;

«**Трубопровод БТД**» означает трубопровод, эксплуатируемый BP;

«**Трубопровод САЦ**» означает трубопроводную систему Средняя Азия – Центр, подсистему Центрально-Азиатской системы;

«**SCEL**» означает компанию «СИТИК Канада Энерджи Лимитед» (CITIC Canada Energy Limited);

«**СНГ**» означает Содружество Независимых Государств;

«**CITIC**» 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 SCEL (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 кубометров 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»;

«**евро**» или «**€**» означает валюту, используемую государствами-участниками третьего этапа Экономического и валютного союза Договора об учреждении Европейского сообщества;

«**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;

«**Закон о газе**» означает Закон «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года № 532-IV (в действующей редакции);

«**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»;

«**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);

«**Казахойл**» означает ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»;

«**Казахойл Актобе**» означает ТОО «Казахойл Актобе»;

«**Казахстан**» означает Республику Казахстан;

«**Казахстанская методика**» означает метод, посредством которого Компания оценивает свои запасы сырой нефти и природного газа. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность 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»;

«**ККТ**» означает ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»;

«**Трубопровод ККТ**» означает строящуюся трубопроводную сеть, которая будет соединять Западный Казахстан с границей Китая;

«**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 International**» означает компанию «KazMunaiGaz International B.V.»;

«**KMG РКОР**» означает компанию «KazMunaiGaz RKOP Investment B.V.»;

«**КРО**» означает компанию «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (Karachaganak Petroleum Operating B.V.);

«**КМГ-ПИМ**» означает АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг»;

«**КНОС**» означает компанию «Корейн Нэшнл Ойл Консорциум» (Korean National Oil Consortium);

«**КТГ**» означает АО «КазТрансГаз»;

«**КТО**» означает АО «КазТрансОйл»;

«**КЗТ**» или «**тенге**» означает официальную валюту Казахстана;

«**LIBOR**» 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;

«**МВВ**» 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;

«**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;

«Mubadala» означает компанию «Mubadala Development Company (Oil and Gas N Block Kazakhstan) GmbH»;

«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;

«Участок «Н» означает Участок Нурсултан;

«Проект Участок «Н» означает проект для исследования и развития на Участке Нурсултан;

«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»;

«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;

«Самрук-Қазына» означает АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»»;

«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-Қазына» и организациями, пятьдесят и более процентов голосующих акций (долей участия) которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Қазына» на праве собственности или доверительного управления, принятые Решением Совета директоров «Самрук-Қазына» от 28 января 2016 года №80 (с изменениями и дополнениями);

«**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»;

«**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**

<b>%</b>	проценты
<b>млрд. м<sup>3</sup></b>	миллиарды кубических метров
<b>барр./сут</b>	баррели нефти в сутки
<b>г</b>	граммы
<b>км</b>	километры
<b>км<sup>2</sup></b>	квадратные километры
<b>м</b>	метры
<b>млн. м<sup>3</sup></b>	миллионы кубических метров
<b>мм</b>	миллиметры
<b>МПа</b>	мегапаскали

**Некоторая терминология**

<b>Двухмерная сейсмика</b>	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в двух измерениях
<b>Трехмерная сейсмика</b>	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в трех измерениях. Трехмерная сейсмика обычно дает более подробную и точную интерпретацию подземных пластов, чем двухмерная сейсмика.
<b>Плотность API</b>	Отраслевой стандартный метод выражения удельного веса сортов сырой нефти. Более высокие показатели плотности Американского нефтяного института («API») означают более низкие показатели удельного веса и более легкие сорта нефти.
<b>Тощий газ</b>	Природный газ, не содержащий растворенных жидких углеводородов для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.
<b>Толща</b>	Последовательность пластов осадочных пород, отложившихся в одинаковых общих геологических условиях.
<b>Газовый конденсат</b>	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.
<b>Углеводороды</b>	Соединения, формируемые элементами водород (H) и углерод (C), и существующие в твердом, жидком или газообразном состоянии.
<b>Природный газ</b>	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.
<b>Банк качества</b>	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.

**УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ**

<b>Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года ...</b>	<b>F-2</b>
Отчет независимых аудиторов .....	F-4
Консолидированный отчет о финансовом положении .....	F-11
Консолидированный отчет о совокупном доходе .....	F-13
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	F-15
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале.....	F-17
Примечания к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-19
<b>Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 года ...</b>	<b>F-104</b>
Отчет независимых аудиторов .....	F-106
Консолидированный отчет о финансовом положении .....	F-111
Консолидированный отчет о совокупном доходе .....	F-113
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	F-115
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале.....	F-118
Примечания к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-120

**АО «Национальная Компания  
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2017 года  
с отчётом независимых аудиторов*

**СОДЕРЖАНИЕ**

---

	Стр.
Отчёт независимых аудиторов	
<b>Консолидированная финансовая отчётность</b>	
Консолидированный отчёт о финансовом положении .....	1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе .....	3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств .....	5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале .....	7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности .....	9-93

## **Аудиторский отчёт независимого аудитора**

Акционерам и руководству АО «Национальная компания «Казмунайгаз»

### ***Мнение***

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная компания «Казмунайгаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчёта о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 года, консолидированного отчёта о совокупном доходе, консолидированного отчёта об изменениях в капитале и консолидированного отчёта о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчётности, включая краткий обзор основных положений учётной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Группы на 31 декабря 2017 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО).

### ***Основание для выражения мнения***

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего отчёта. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

### ***Ключевые вопросы аудита***

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчётности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчётности в целом и при формировании нашего мнения об этой консолидированной финансовой отчётности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего отчёта, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчётности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

### **Ключевой вопрос аудита**

### **Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита**

#### **Обесценение долгосрочных активов**

Мы считаем, что данный вопрос является одним из самых значимых в аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестициям в нефтегазодобывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчётности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность нестабильности цен на нефть и тенге, увеличения инфляции и стоимости заимствований и неопределенности в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Группы и может потенциально привести к обесценению активов Группы.

Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи.

Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчётности.

Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчёта возмещаемой стоимости, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчёте возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами.

Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями.

Мы оценили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности.

### **Прекращённая деятельность**

15 декабря 2016 года Группа подписала договор на продажу 51% доли («ДКПД») в «KMG International NV» («KMGi»), дочерней организации Группы.

В 2017 году были выполнены все предварительные условия, указанные в ДКПД, и 15 декабря 2017 года Группа подписала дополнение к ДКПД и условный акт передачи акций с ожиданием завершения транзакции в июне 2018 года.

Данный вопрос был одним из самых значимых в аудите из-за неопределенности завершения продажи 51% доли в KMGi и суждения, требующегося для оценки того, является ли продажа высоковероятной. Такая оценка влияет на учет и представление активов KMGi, классифицированных как удерживаемые для продажи, и обязательств, непосредственно связанных с ними, и результатов прекращённой деятельности, которые являются существенными для консолидированной финансовой отчётности.

Информация о прекращённой деятельности раскрывается в Примечании 5 к консолидированной финансовой отчётности; описание учётной политики и основных суждений и оценок приводится в Примечаниях 3 и 4 к консолидированной финансовой отчётности.

Мы сосредоточились на анализе критериев классификации активов, как удерживаемых для продажи, и операций, как прекращённых. Мы изучили ДКПД и дополнение к ДКПД и получили оценку руководства статуса исполнения условий, предшествующих сделке. Мы проанализировали оценку руководства справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу активов и обязательств KMGi, которая основана на условиях ДКПД.

### **Соблюдение показателей кредитных соглашений**

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые показатели на определённом уровне. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объёмов торговли, выручки и прибыли, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к значительным штрафам и пени, наряду с дефицитом финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по кредитным соглашениям Группы. Соблюдение финансовых показателей является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчётности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчёте о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в Примечании 19 к консолидированной финансовой отчётности.

Мы изучили условия кредитных соглашений. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы оценили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

### **Прочая информация, включённая в Годовой отчёт Группы за 2017 год**

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчёте Группы за 2017 год, но не включает консолидированную финансовую отчётность и наш аудиторский отчёт по ней.

Ответственность за прочую информацию несет руководство. Ожидается, что мы получим Годовой отчёт Группы за 2017 год после выпуска настоящего аудиторского отчёта.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчётности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность, в какой-либо форме, в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчётности, наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией, указанной выше, когда она становится доступна, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчётностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

### **Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчётность**

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчётности руководство несёт ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчётности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить её деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по Аудиту несёт ответственность за надзор за процессом подготовки консолидированной финансовой отчётности Группы.

### **Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности**

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчётность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчёта, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчётности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- ▶ выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчётности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- ▶ получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- ▶ оцениваем надлежащий характер применяемой учётной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- ▶ делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределённость в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределённости, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчёте к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчётности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчёта. Однако, будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.
- ▶ проводим оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом, её структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчётность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- ▶ получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчётности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита. Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнёр, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора - Гульмира Турмагамбетова.

ТОО «Эрнст энд Янг»



Гульмира Турмагамбетова  
Аудитор / Генеральный директор  
ТОО «Эрнст энд Янг»



Квалификационное свидетельство  
аудитора №0000374 от 21 февраля 1998  
года

Государственная лицензия на занятие  
аудиторской деятельностью на территории  
Республики Казахстан серии МФЮ-2 №  
0000003, выданная Министерством  
финансов Республики Казахстан 15 июля  
2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы  
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

12 марта 2018 года

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ**

На 31 декабря			
<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2017 года	2016 года*
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	7	3.359.094.790	2.953.135.665
Активы по разведке и оценке	8	253.326.100	231.553.168
Инвестиционная недвижимость	9	27.423.225	29.480.044
Нематериальные активы	10	115.431.414	116.488.612
Долгосрочные банковские вклады	11	48.523.034	50.027.102
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	12	3.810.351.341	3.706.276.810
Активы по отсроченному налогу	31	65.135.777	71.909.033
НДС к возмещению		96.666.045	71.918.992
Авансы за долгосрочные активы		124.906.942	139.185.121
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	15	672.448.689	565.994.497
Прочие финансовые активы	16	4.161.312	–
Прочие долгосрочные активы		14.027.609	20.687.850
		<b>8.591.496.278</b>	<b>7.956.656.894</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	13	108.897.355	98.776.900
НДС к возмещению		68.245.090	68.719.671
Предоплата по подоходному налогу		35.586.296	74.457.414
Торговая дебиторская задолженность	14	306.324.631	279.811.631
Краткосрочные банковские вклады	11	1.638.940.642	1.182.669.493
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	15	169.501.500	135.673.233
Прочие текущие активы	14	167.916.249	149.079.608
Денежные средства и их эквиваленты	17	1.190.156.359	878.438.350
		<b>3.685.568.122</b>	<b>2.867.626.300</b>
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	5	1.111.688.937	1.058.794.076
		<b>4.797.257.059</b>	<b>3.926.420.376</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>13.388.753.337</b>	<b>11.883.077.270</b>

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)**

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2017 года	2016 года
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Капитал</b>			
Уставный капитал	18	709.344.505	696.376.625
Дополнительный оплаченный капитал	18	243.876.410	243.655.405
Прочий капитал		83.185	222.074
Резерв от пересчета валюты отчетности		1.298.442.284	1.372.771.521
Нераспределённая прибыль		3.500.635.709	3.163.685.193
Относящийся к акционерам материнской компании		5.752.382.093	5.476.710.818
<b>Неконтрольная доля участия</b>	18	<b>870.017.901</b>	<b>801.560.097</b>
<b>Итого капитала</b>		<b>6.622.399.994</b>	<b>6.278.270.915</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Займы	19	3.399.487.735	2.706.101.321
Резервы	21	150.638.244	139.371.823
Обязательства по отсроченному налогу	31	312.013.046	264.599.978
Финансовая гарантия		10.767.166	12.259.980
Предоплата по договорам поставки нефти	22	581.577.501	738.572.306
Прочие долгосрочные обязательства		46.270.628	52.509.205
		4.500.754.320	3.913.414.613
<b>Текущие обязательства</b>			
Займы	19	763.955.792	366.438.649
Резервы	21	78.812.199	94.394.277
Подходный налог к уплате		7.705.079	2.301.839
Торговая кредиторская задолженность	22	325.120.176	260.137.009
Прочие налоги к уплате	23	79.168.191	34.014.457
Финансовая гарантия		1.170.697	1.211.481
Предоплата по договорам поставки нефти	20	332.330.000	249.967.500
Прочие текущие обязательства	22	144.405.371	119.042.249
		1.732.667.505	1.127.507.461
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	5	532.931.518	563.884.281
<b>Итого обязательств</b>		<b>6.766.353.343</b>	<b>5.604.806.355</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>13.388.753.337</b>	<b>11.883.077.270</b>
<b>Балансовая стоимость одной акции</b>	18	<b>11.040</b>	<b>10.547</b>

\* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2016 год, поскольку отражают объединение статей, подробная информация о которых приводится в Примечании 2.

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Д.С. Карабаев

Вице-президент – финансовый контролер

А.Ж. Бокпазарова

Главный бухгалтер

Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ**

В тысячах тенге

За годы, закончившиеся 31 декабря

	Прим.	2017 года	2016 года
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	24	2.458.835.090	1.857.435.356
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	25	(2.379.902.871)	(1.561.746.019)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>78.932.219</b>	295.689.337
Общие и административные расходы	26	(152.011.319)	(117.675.164)
Расходы по транспортировке и реализации	27	(288.527.270)	(198.473.083)
Обесценение основных средств и нематериальных активов	28	(25.641.552)	(3.282.679)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		(3.814.867)	(5.620.831)
Прочий операционный доход		20.164.501	19.429.680
Прочий операционный убыток		(30.093.073)	(14.821.567)
<b>Убыток от операционной деятельности</b>		<b>(400.991.361)</b>	(24.754.307)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		67.182.980	(12.894.441)
Финансовый доход	29	121.735.274	167.891.688
Финансовые затраты	29	(294.897.464)	(230.383.354)
Восстановление обесценения/(обесценение) инвестиций в совместные предприятия		14.845.359	(5.503.379)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи		(67.594)	(92.601)
Обесценение займов выданных		–	(1.346.447)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	30	414.565.236	270.190.990
<b>Прибыль до учёта подоходного налога</b>		<b>(77.627.570)</b>	163.108.149
Расходы по подоходному налогу	31	(192.029.803)	(163.791.137)
<b>Убыток за год от продолжающейся деятельности</b>		<b>(269.657.373)</b>	(682.988)
<b>Прекращенная деятельность</b>			
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	5	789.183.404	360.854.031
<b>Прибыль за год</b>		<b>519.526.031</b>	360.171.043
<b>Чистая прибыль за год, приходящаяся на:</b>			
Акционеров Материнской Компании		437.485.878	305.849.105
Неконтрольную долю участия		82.040.153	54.321.938
		<b>519.526.031</b>	360.171.043

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

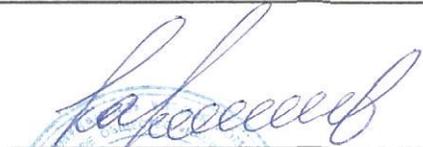
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)**

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2017 года	2016 года
<b>Прочий совокупный доход</b>			
<i>Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		(74.167.162)	(38.081.340)
Накопленная курсовая разница группы выбытия		(423.776)	-
<b>Чистый прочий совокупный убыток за год, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>(74.590.938)</b>	<b>(38.081.340)</b>
<i>Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>			
Переоценка актуарных доходов/(убытков) по планам с установленными выплатами Группы		(1.148.036)	3.775.606
Переоценка актуарных (убытков)/доходов по планам с установленными выплатами совместных предприятий		(173.333)	(127.142)
Списание отсроченных налоговых активов		(150.746)	-
Налоговый эффект компонентов совокупного убытка		8.642	(807.240)
<b>Чистый прочий совокупный (убыток)/доход за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>(1.463.473)</b>	<b>2.841.224</b>
<b>Прочий совокупный убыток за год</b>		<b>(76.054.411)</b>	<b>(35.240.116)</b>
<b>Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога</b>		<b>443.471.620</b>	<b>324.930.927</b>
<b>Итого совокупный доход за год, приходящийся на:</b>			
Акционеров Материнской Компании		361.870.465	275.618.617
Неконтрольную долю участия		81.601.155	49.312.310
		<b>443.471.620</b>	<b>324.930.927</b>

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Вице-президент – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев



А.Ж. Бекназарова



Е.Е. Орымбаев

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**

<i>В тысячах тенге</i>	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2017	2016*
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>		
Поступления от покупателей	5.634.357.593	5.210.416.312
Платежи поставщикам	(3.715.959.005)	(2.572.353.624)
Прочие налоги и платежи	(914.413.795)	(781.008.413)
Уплаченный подоходный налог	(112.604.740)	(106.406.440)
Вознаграждение полученное	104.803.503	61.212.114
Вознаграждение уплаченное	(216.639.835)	(197.781.984)
Выплаты работникам	(369.717.122)	(336.491.364)
Возврат налогов налоговыми органами	79.392.887	31.066.631
Прочие (выплаты)/поступления	(89.330.944)	(32.472.306)
<b>Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности</b>	<b>399.888.542</b>	<b>1.276.180.926</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности</b>		
Чистое размещение вкладов в банках	(457.272.356)	(269.568.073)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке	(464.352.881)	(464.811.894)
Поступления денежных средств от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке	1.408.198	1.379.771
Поступление денежных средств от реализации дочерней организации (Примечание 6)	9.151.261	–
Денежные средства приобретенной дочерней организации	180.678	–
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	271.782.500	118.607.550
Приобретение и вклады в совместные предприятия	(2.625)	(160.057.189)
Возврат вкладов в совместные предприятия	1.714.856	1.672.268
Возврат займов от связанных сторон	336.957	125.002.452
Приобретение долговых бумаг (Примечание 16)	(332.401)	–
Вексель к получению от ассоциированной компании	118.367	6.889.431
Займы, выданные связанным сторонам	(184.707.890)	(222.725.040)
<b>Чистое использование денежных средств в инвестиционной деятельности</b>	<b>(821.975.336)</b>	<b>(863.610.724)</b>

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2017	2016*
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности</b>		
Поступления по займам (Примечание 19)	1.508.170.132	316.799.290
Погашение займов (Примечание 19)	(689.074.491)	(530.514.370)
Распределение Самрук-Казына	–	(2.202.898)
Дивиденды, выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК (Примечание 18)	(45.877.517)	(90.853.335)
Дивиденды, выплаченные неконтрольной доле участия (Примечание 18)	(12.415.761)	(5.248.975)
Выпуск акций (Примечание 18)	1	1
<b>Чистое поступление / (использование) денежных средств в финансовой деятельности</b>	<b>760.802.364</b>	<b>(312.020.287)</b>
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	22.436.734	(3.531.543)
<b>Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах</b>	<b>361.152.304</b>	<b>97.018.372</b>
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	905.452.511	808.434.139
<b>Денежные средства и их эквиваленты, на конец года</b>	<b>1.266.604.815</b>	<b>905.452.511</b>

\* Група изменила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств (Примечание 2).

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Вице-президент – финансовый контролер

Главный бухгалтер

  
Д.С. Карабаев

  
А.Ж. Бекназарова

  
Е.Е. Орынбаев

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ**

<i>В тысячах тенге</i>	Приходится на акционеров Материнской Компании					Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополнитель- ный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль			
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	<b>696.363.445</b>	<b>243.655.405</b>	<b>3.110.573</b>	<b>1.405.325.707</b>	<b>2.988.542.754</b>	<b>5.336.997.884</b>	<b>753.179.913</b>	<b>6.090.177.797</b>
Прибыль за год	–	–	–	–	305.849.105	<b>305.849.105</b>	54.321.938	<b>360.171.043</b>
Прочий совокупный доход	–	–	–	(32.554.186)	2.323.698	<b>(30.230.488)</b>	(5.009.628)	<b>(35.240.116)</b>
<b>Общая сумма совокупного дохода за год</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(32.554.186)</b>	<b>308.172.803</b>	<b>275.618.617</b>	<b>49.312.310</b>	<b>324.930.927</b>
Внос в уставный капитал	13.180	–	–	–	–	<b>13.180</b>	–	<b>13.180</b>
Дивиденды	–	–	–	–	(59.748.893)	<b>(59.748.893)</b>	(5.167.227)	<b>(64.916.120)</b>
Распределения Самрук-Казына	–	–	–	–	(22.401.021)	<b>(22.401.021)</b>	–	<b>(22.401.021)</b>
Операции с Самрук-Казына	–	–	–	–	(50.871.857)	<b>(50.871.857)</b>	–	<b>(50.871.857)</b>
Признание опционов по выплатам на основе акций	–	–	891.404	–	–	<b>891.404</b>	518.777	<b>1.410.181</b>
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	–	–	(3.740.318)	–	–	<b>(3.740.318)</b>	3.740.318	–
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	–	–	(39.585)	–	–	<b>(39.585)</b>	(23.038)	<b>(62.623)</b>
Изменение в доли владения дочерней организации	–	–	–	–	(8.593)	<b>(8.593)</b>	(956)	<b>(9.549)</b>
<b>На 31 декабря 2016 года</b>	<b>696.376.625</b>	<b>243.655.405</b>	<b>222.074</b>	<b>1.372.771.521</b>	<b>3.163.685.193</b>	<b>5.476.710.818</b>	<b>801.560.097</b>	<b>6.278.270.915</b>

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

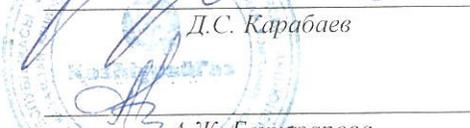
	Приходится на акционеров Материнской Компании					Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополнитель- ный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль			
<i>В тысячах тенге</i>								
На 31 декабря 2016 года	696.376.625	243.655.405	222.074	1.372.771.521	3.163.685.193	5.476.710.818	801.560.097	6.278.270.915
Прибыль за год	-	-	-	-	437.485.87	437.485.87	82.040.15	519.526.03
Прочий совокупный доход	-	-	-	(74.329.237)	(1.286.176)	(75.615.413)	(438.998)	(76.054.411)
<b>Общая сумма совокупного дохода за год</b>	-	-	-	<b>(74.329.237)</b>	<b>436.199.70</b>	<b>361.870.46</b>	<b>81.601.15</b>	<b>443.471.62</b>
Взнос в уставный капитал (Примечание 18)	12.967.880	221.005	-	-	-	13.188.885	-	13.188.885
Дивиденды (Примечание 18)	-	-	-	-	(45.878.887)	(45.878.887)	(13.269.562)	(59.148.449)
Распределения Самрук-Казына (Примечание 18)	-	-	-	-	(23.634.306)	(23.634.306)	-	(23.634.306)
Операции с Самрук-Казына (Примечание 18)	-	-	-	-	(29.735.993)	(29.735.993)	-	(29.735.993)
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	-	-	(130.900)	-	-	(130.900)	130.90	-
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	-	-	(7.989)	-	-	(7.989)	(4.689)	(12.678)
На 31 декабря 2017 года	709.344.505	243.876.410	83.185	1.298.442.284	3.500.635.709	5.752.382.09	870.017.90	6.622.399.99

Исполнительный вице-президент – финансовый директор



Д.С. Карабаев

Вице-президент – финансовый контролер



А.Ж. Бекузарова

Главный бухгалтер



Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 93 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

---

### 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлся АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан («Национальный Банк РК») приобрел 10% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2017 года Компания имеет доли участия в 52 операционных компаниях (в 2016 году: 47) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловый инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 34*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Исполнительным вице-президентом - финансовым директором и Главным бухгалтером Компании 12 марта 2018 года.

### 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

#### Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

#### Заявление о соответствии (продолжение)

Группа изменила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств с косвенного метода на прямой метод за период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2017 года, поскольку Группа считает, что прямой метод позволяет представить информацию, которая является более уместной для пользователей финансовой отчетности. Группа применила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств на ретроспективной основе.

#### Сравнительная информация

Консолидированный отчет о финансовом положении был пересмотрен с целью объединения схожих по природе статей.

Влияние на консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2017 года:

<i>В тысячах тенге</i>	Согласно предыдущему отчету	Объединение статей	Согласно реклассификации
<b>Активы</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Облигации к получению от Самрук-Казына	37.683.003	(37.683.003)	–
Вексель к получению от участника совместного предприятия	16.695.758	(16.695.758)	–
Вексель к получению от ассоциированной компании	34.837.804	(34.837.804)	–
Займы связанным сторонам	476.777.932	(476.777.932)	–
Займы и задолженность от связанных сторон	–	565.994.497	565.994.497
<b>Текущие активы</b>			
Облигации к получению от Самрук-Казына	4.440.000	(4.440.000)	–
Вексель к получению от участника совместного предприятия	17.617.100	(17.617.100)	–
Займы связанным сторонам	113.616.133	(113.616.133)	–
Займы и задолженность от связанных сторон	–	135.673.233	135.673.233

Вышеупомянутые реклассификации не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Руководство считает, что такое представление является более прозрачным, поскольку отражает характер таких активов.

#### Пересчет иностранной валюты

##### *Функциональная валюта и валюта представления*

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании.

##### *Операции и сальдо счетов*

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**

#### **Пересчёт иностранной валюты (продолжение)**

##### *Операции и сальдо счетов (продолжение)*

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

##### *Предприятия Группы*

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

##### *Курсы обмена валют*

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2017 года составлял 332,33 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2017 года (в 2016 году: 333,29 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 12 марта 2018 года составлял 320,55 тенге за 1 доллар США.

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ**

#### ***Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям***

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2017 года. Группа не применяла досрочно какие-либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

Характер и влияние изменений раскрыты ниже. Кроме того, принятые новые стандарты и интерпретации, вступившие в силу с 1 января 2017 года, не оказывают существенного влияния на годовую консолидированную финансовую отчётность Группы. Характер и влияние каждого нового стандарта или поправки описаны ниже:

#### *Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчёт о движении денежных средств: инициатива по раскрытию информации»*

Поправки требуют от компаний раскрытия информации об изменениях в их обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности, включая изменения, связанные с денежными потоками и неденежными изменениями (такими как прибыль или убытки от курсовой разницы). Группа предоставила информацию как за текущий период, так и за предшествующий сравнительный период в *Примечании 19*.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### *Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)*

*Поправки к МСФО (IAS) 12 «Подходный налог: признание отложенных налоговых активов за нерезализованные убытки»*

Поправки разъясняют, что компании необходимо определить, ограничивает ли налоговое законодательство источники налогооблагаемой прибыли, за счет которых компания может производить вычеты, связанные с отменой этой вычитаемой временной разницы. Кроме того, поправки содержат указания о том, каким образом компания должна определять будущую налогооблагаемую прибыль и объяснять обстоятельства, при которых налогооблагаемая прибыль может включать в себя возмещение, полученное за некоторые активы, превышающее их балансовую стоимость.

Группа применила поправки ретроспективно. Однако их применение не влияет на финансовое положение и результаты деятельности Группы, так как у Группы нет вычитаемых временных разниц или активов, которые входят в сферу действия поправок.

#### *Ежегодные усовершенствования МСФО, период с 2014-2016 годов*

*Поправки к МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об интересах в других организациях: разъяснение сферы применения требований к раскрытию информации в МСФО 12»*

Поправки разъясняют, что требования к раскрытию информации в МСФО (IFRS) 12 применяются в отношении доли участия организации в дочерней организации, совместном предприятии или ассоциированной организации (или части доли в совместном предприятии или ассоциированной организации), которая классифицируется (или включается в состав выбывающей группы, которая классифицируется) как предназначенная для продажи. Поправка не оказывает никакого влияния на Группу.

#### **Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу**

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы, и которые, по мнению Группы, после применения повлияют на раскрытия, финансовое положение или результаты деятельности. Компания намерена применить эти стандарты и интерпретации, в случае необходимости, с даты их вступления в силу:

- МСФО 9 «Финансовые инструменты» (1 января 2018 года);
- МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями» (1 января 2018 года);
- МСФО 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций» (поправки) (1 января 2018 года);
- МСФО 16 «Аренда» (1 января 2019 года);
- МСФО 10 и МСБУ 28 «Продажа или передача активов между инвестором и его ассоциированной компанией или совместным предприятием»;
- Интерпретация IFRIC 22 «Операции в иностранной валюте и предварительная оплата» (1 января 2018 года);
- Интерпретация IFRIC 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога» (1 января 2019 года);
- МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» — удаление краткосрочных освобождений для организаций, впервые применяющих МСФО;

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

- МСФО 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» — Разъяснение того, что решение оценивать объекты инвестиции по справедливой стоимости через прибыль или убыток должно приниматься отдельно для каждой инвестиции (1 января 2018 года);
- Переводы инвестиционной недвижимости из категории в категорию – Поправки к МСФО 40

#### МСФО 9 «Финансовые инструменты»

МСФО 9 заменяет МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и объединяет все три аспекта проекта учета финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования.

МСФО 9 применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 января 2018 года или после этой даты. За исключением учета хеджирования требуется ретроспективное применение, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Группа планирует принять новый стандарт на требуемую дату вступления в силу и не будет пересчитывать сравнительную информацию.

По состоянию на отчетную дату Группа не завершила подробную оценку воздействия всех трех аспектов МСФО 9. Эта оценка может быть изменена в результате дальнейшей обоснованной и подтверждаемой информации, которая станет доступной для Группы в 2018 году, когда МСФО 9 будет полностью принят.

#### (а) Классификация и оценка

Компания планирует продолжать оценивать по справедливой стоимости все финансовые активы, оцениваемые в настоящее время по справедливой стоимости. Группа продолжает оценку возможного эффекта.

Торговая дебиторская задолженность удерживается для получения договорных денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов. Группа проанализировала характеристики предусмотренных договором денежных потоков по этим инструментам и пришла к выводу, что они отвечают критериям для оценки по амортизированной стоимости согласно МСФО 9. Следовательно, реклассифицировать данные инструменты не требуется.

#### (б) Обесценение

МСФО 9 требует, чтобы Группа отражала по всем займам, торговой дебиторской задолженности и банковским вкладам 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа планирует применить упрощенный подход и отразить ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности. Группа на данный момент разрабатывает единый подход для всех предприятий Группы в отношении применения МСФО 9 и на отчетную дату продолжает анализировать всю доступную информацию для оценки влияния принятия МСФО 9.

#### (в) Учёт хеджирования

Группа определила, что все существующие отношения хеджирования, которые в настоящее время являются эффективными, будут по-прежнему соответствовать требованиям учета хеджирования в соответствии с МСФО 9. Поскольку базовые положения в учете эффективного хеджирования остались неизменными, применение требований к хеджированию по МСФО 9 не окажет существенного влияния на финансовую отчетность Группы.

#### МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО 15 был выпущен в мае 2014 года, а в апреле 2016 года были внесены поправки. Стандарт предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО 15 выручка признаётся в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. В 2017 году Группа провела детальный анализ МСФО 15 и приняла решение использовать вариант модифицированного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
(продолжение)**

---

**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)*****МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями» (продолжение)***

Группа осуществляет продажу сырой нефти, нефтепродуктов, газа и других продуктов и оказание услуг, таких как транспортировка нефти и газа, услуги по переработке нефти и нефтесервисные услуги.

***(а) Продажа товаров***

Для контрактов с клиентами, в которых продажа товаров, как правило, считается единственным обязательством по исполнению, принятие МСФО 15, как ожидается, не окажет существенного влияния на выручку и прибыль или убыток Группы. Группа ожидает, что признание выручки произойдет в определенный момент времени, когда контроль над активом передается клиенту, как правило, при подписании акта приема-передачи.

***(б) Оказание услуг***

Группа ежемесячно выполняет обязательства по исполнению и признает выручку от оказания услуг по транспортировке нефти и газа, исходя из фактических объемов оказанных услуг. Выручка от услуг по переработке и нефтесервисным услугам признаются с течением времени, учитывая, что покупатель одновременно получает и потребляет выгоды, предоставляемые Группой. Ожидается, что применение МСФО 15 к контрактам на оказание услуг не повлияет на выручку и прибыль или убыток Группы.

***(с) Требования к представлению и раскрытию информации***

Требования к представлению и раскрытию информации в МСФО 15 более подробные, чем установленные действующим МСФО. Многие требования к раскрытию информации в МСФО 15 являются новыми, и Группа оценила, что влияние некоторых из этих требований раскрытия информации не будет значительным.

В 2017 году Группа продолжит тестирование соответствующих систем, внутренних средств контроля, политики и процедур, необходимых для сбора и раскрытия необходимой информации.

**Основа консолидации**

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2017 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с ее изменением;
- наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиций.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

#### **Основа консолидации (продолжение)**

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в консолидированный отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчетность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвилла), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

#### **Объединение бизнеса и гудвилл**

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО 39, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 39, оно оценивается согласно другому применимому МСФО. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

#### *Объединение бизнеса, происходящее поэтапно*

На дату приобретения неконтрольная доля участия в приобретаемой организации переоценивается до справедливой стоимости с признанием соответствующего дохода или расхода в составе прибыли или убытка. При объединении бизнеса, происходящего поэтапно покупатель рассчитывает гудвилл на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма:

- (i) переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения;
- (ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации;
- (iii) справедливой стоимости на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации;

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

#### *Приобретение дочерних организаций по распоряжению Акционера*

При приобретении дочерних организаций по распоряжению Акционера, разница между суммой выплаченного вознаграждения и справедливой стоимостью приобретенных активов и принятых обязательств за исключением неконтрольной доли участия, а также результат переоценки ранее принадлежавшей Группе доли участия отражаются как распределения акционерам Материнской компании напрямую в капитале.

#### *Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем*

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет доли участия в совместно-контролируемых операциях.

При приобретении доли участия в совместно-контролируемых операциях Группа признает активы, относящиеся к такой доле, включая долю в совместно-контролируемых активах; обязательства, включая долю в совместно понесенных обязательствах. Впоследствии, Группа признает доход от реализации продукции, относящейся к совместно-контролируемым операциям, включая долю дохода от реализации продукции, произведенной в результате совместно-контролируемых операций; расходы, относящиеся к совместно-контролируемым операциям, включая долю расходов, понесенных в совместно-контролируемых операциях.

Группа признает активы, обязательства, доходы и расходы от совместно-контролируемых операций в соответствии с учетной политикой Группы в отношении таких активов, обязательств, доходов и расходов.

В случае, когда Группа не имеет совместного контроля в совместных операциях, она учитывает свою долю участия в таких совместных операциях также как стороны, имеющие совместный контроль, как описано в предыдущих параграфах.

#### Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвилл, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о консолидированном совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного дохода таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе за рамками операционной прибыли. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в отчете о прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли совместного предприятия или ассоциированной компании».

В случае потери значительного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

#### Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

#### Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

##### *Затраты, понесенные до приобретения прав недропользования (лицензий)*

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены. Затраты, понесенные после подписания соответствующего соглашения с Правительством Республики Казахстан, капитализируются.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

##### *Затраты по приобретению лицензий и имущества*

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество.

##### *Затраты, связанные с разведкой и оценкой*

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

##### *Затраты на разработку*

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, включая сухие разработочные скважины или оконтуривающие скважины и непредвиденные технические проблемы, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

#### **Нефтегазовое имущество и прочие основные средства**

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	2-100 лет
Машины и оборудование	2-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

#### Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвилл. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвилла, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

Гудвилл тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла не может быть восстановлен в будущих периодах.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### **Инвестиционная недвижимость**

Инвестиционная недвижимость изначально оценивается по первоначальной стоимости, включая затраты по сделке.

Поскольку Группа применяет метод учета по первоначальной стоимости, после первоначального признания инвестиционная недвижимость учитывается по принятому методу в соответствии с МСФО 16 «Основные средства» - учитывая накопленное обесценение и накопленную амортизацию.

Инвестиционная недвижимость амортизируется прямым методом в течение срока полезной службы от 2 до 100 лет.

На каждую отчетную дату Группа определяет справедливую стоимость инвестиционной недвижимости и в случае превышения текущей стоимости над справедливой стоимостью, разница признается в прибыли или убытке.

Признание инвестиционной недвижимости в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается при ее выбытии, либо в случае, если она выведена из эксплуатации, и от ее выбытия не ожидается экономических выгод в будущем. Разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива признается в консолидированном отчете о совокупном доходе за тот период, в котором было прекращено его признание.

#### **Обесценение нефинансовых активов**

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвилла, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

#### **Обесценение активов по разведке и оценке**

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

#### **Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность**

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

#### **Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)**

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по производственным средствам и средствам транспортировки на основе производственного метода.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

#### Финансовые активы

##### *Первоначальное признание и оценка*

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затратами по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают в себя деньги и их эквиваленты, краткосрочные банковские депозиты, облигации к получению от Материнской компании, вексель к получению от участника совместного предприятия, вексель к получению от ассоциированной компании, займы связанным сторонам и торговую дебиторскую задолженность.

##### *Последующая оценка финансовых активов*

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

##### *Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток*

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в прибылях и убытках.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Последующая оценка финансовых активов (продолжение)*

*Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)*

Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39. У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о прибылях и убытках. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае, либо в случае переклассификации финансового актива и его перевода из категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

##### *Займы и дебиторская задолженность*

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчете о прибылях и убытках. Расходы, обусловленные обесценением торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в составе административных расходов. Расходы, обусловленные обесценением займов выданных, признаются в составе финансовых затрат.

##### *Инвестиции, удерживаемые до погашения*

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе финансовых затрат.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
(продолжение)****3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)***Последующая оценка финансовых активов (продолжение)**Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве финансовых затрат. Проценты, полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

Группа оценила свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыли и убытки.

*Прекращение признания финансовых активов*

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Прекращение признания финансовых активов (продолжение)*

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

##### *Обесценение финансовых активов*

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

##### *Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости*

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения. При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между текущей стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе финансовых затрат.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Обесценение финансовых активов (продолжение)*

##### *Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)*

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» необходимо оценивать в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в текущем периоде через прибыли или убытки. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через доходы текущего периода, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного как расходы периода.

Начисление процентов в отношении уменьшенной текущей стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

#### Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

#### Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

#### Финансовые обязательства

##### *Первоначальное признание и оценка*

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

##### *Последующая оценка финансовых обязательств*

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

##### *Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток*

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСБУ 39. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

##### *Торговая и прочая кредиторская задолженность*

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

##### *Кредиты и займы*

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые обязательства (продолжение)

##### *Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)*

##### *Кредиты и займы (продолжение)*

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

##### *Договоры финансовой гарантии*

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учётом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчётную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации.

##### *Прекращение признания финансовых обязательств*

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

##### *Взаимозачет финансовых инструментов*

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

##### *Справедливая стоимость финансовых инструментов*

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуются отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

#### *Резервы по строительству*

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционерам» в составе капитала.

#### Выплаты работникам

##### *Пенсионный план*

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

##### *Долгосрочные вознаграждения работникам*

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как расходы на финансирование. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям долгосрочные осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Признание выручки

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания выручки в консолидированной финансовой отчетности должны выполняться следующие критерии:

#### *Продажа товаров*

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

#### *Предоставление услуг*

Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

#### *Процентные доходы*

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым инструментам, классифицированным в качестве инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, процентные доходы или расходы отражаются по эффективной процентной ставке, при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода в консолидированном отчете о совокупном доходе.

#### Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

#### Подходный налог

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Подходный налог (продолжение)

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвилла или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.

- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Капитал

##### *Неконтрольная доля участия*

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

##### *Платежи на основе долевых инструментов*

Работники Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на операциях по долевым инструментам. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами дочерней организации, в которой они работают («сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами»).

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется при помощи соответствующей модели оценки.

Расходы по операциям по выплатам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в резервах по прочему капиталу в течение периода, в котором выполняются условия достижения результатов деятельности и/или условия выслуги определенного срока, и заканчивающегося на дату, когда работники получают полное право на вознаграждение (дата перехода права на получение вознаграждения). Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании оптимальной оценки Группы в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения. Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода.

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, расход не признается.

Если условия вознаграждения, выплачиваемого долевыми инструментами, изменены, расход признается, как минимум, в том размере, как если бы условия не были изменены. Кроме того, признается дополнительный расход по изменению, которое увеличивает общую справедливую стоимость вознаграждения долевыми инструментами, либо которое иным образом выгодно для работника, согласно оценке, произведенной на дату такого изменения.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные, признаются немедленно. Однако если аннулированное вознаграждение замещается новым, и новое вознаграждение рассматривается как замещение аннулированного вознаграждения на дату его предоставления, аннулированное и новое вознаграждение учитываются так, как если бы произошло изменение первоначального вознаграждения, как описано в предыдущем абзаце.

##### *Дивиденды*

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

##### *Прочие распределения акционеру*

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Самрук-Казына или их инструкциями, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов) и приобретение инвестиций.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

#### **События после отчетной даты**

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к отчетности, если они являются существенными.

### **4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ**

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

#### **Запасы нефти и газа**

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения.

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая 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 объёмы добычи и продажи). В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании.

На 31 декабря 2017 года Группа не проводила оценку вследствие отсутствия признаков обесценения или индикаторов восстановления обесценения.

На 31 декабря 2017 года дальнейшее уменьшение объема оказываемых буровых услуг, увеличение уровня инфляции и стоимости капитала указывали на то, что генерирующие единицы Группы могут быть обесценены. Ввиду этого, за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, руководство Группы произвело оценку возмещаемой стоимости своих активов. Убыток от обесценения в сумме 23.309.760 тысяч тенге (*Примечание 7*), относящийся к основным средствам ТОО «Oil Transport Corporation» (ОТК) и ПНХЗ был признан в консолидированной финансовой отчетности.

ОТК рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования от 12,77% до 16,01% была получена от средневзвешенной стоимости капитала до удержания налогов. Пятилетний бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации, так как он содержит прогнозы по уровню проведения буровых работ, доходы, расходы и капитальные затраты. Различные допущения, такие как прогнозы по тарифам на оказание услуг и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции.

В декабре 2017 и 2016 годов Группа провела ежегодное тестирование на обесценение АО «Павлодарский нефтехимический завод» (ПНХЗ). При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз маржи нефтепереработки, объем производства и другие факторы. Перед проведением тестирования, Группа обесценила незавершенные работы, которые не рассматривались как часть генерирующей единицы ПНХЗ.

ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования была рассчитана на основании средневзвешенной стоимости капитала до удержания налогов. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемные средства, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала исходит из ожидаемой отдачи от инвестиций. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах, которые ПНХЗ обязан поддерживать. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2036 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ до 2021 года, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. Значительная часть этих денежных потоков после 2021 года прогнозировалась путем применения ожидаемого уровня инфляции, исключая капитальные затраты, которые основаны на наилучшей оценке управления на дату оценки.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
(продолжение)****4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)****Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)**

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа имеет существенный гудвилл, связанный с приобретением ПНХЗ (*Примечание 10*).

На 31 декабря 2017 года возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ составляет 432.622.355 тысяч тенге (в 2016 году: 315.402.461 тысяча тенге). Возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ была определена на основе справедливой стоимости за вычетом затрат по реализации. Денежные потоки предполагают наибольшее и наилучшее использование активов независимыми участниками рынка, то есть других аналогичных компаний той же отрасли в существующих экономических условиях. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 13,25% (в 2016 году: 11,58%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 2,78% (в 2016 году: 4,99%). В результате проведенного анализа, не было признано обесценения гудвилла ПНХЗ.

*Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию*

- Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов;
- Капитальные затраты в 2018-2036 годах;
- Цены на сырую нефть и нефтепродукты на местном рынке
- Ставки дисконтирования.

*Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов* – являются прогнозами ПНХЗ по приобретению сырой нефти и по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации ПНХЗ.

*Капитальные затраты* – капитальные затраты представляют собой затраты: а) по реконструкции и модернизации ПНХЗ; б) затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива.

*Цены на сырую нефть и нефтепродукты на местном рынке* – цены основаны на оценке руководства Группы по приобретению сырой нефти от местных нефтедобытчиков.

*Ставки дисконтирования* – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки, принимая во внимание временную стоимость денег и индивидуальный риск активов, не включенных в расчет денежных потоков. Ставка дисконтирования была вычислена с учетом специфичных для ПНХЗ и ее операционных сегментов условий и основана на средневзвешенной стоимости капитала (WACC). При расчете WACC принимаются во внимание стоимость займов и собственного капитала. Стоимость собственного капитала является производной от ожиданий инвесторов ПНХЗ в отношении доходности инвестиций. Особенности сегмента учитываются через индивидуальные бета-факторы. Бета-факторы рассчитываются исходя из общедоступных рыночных данных.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

##### *Чувствительность к изменениям в допущениях*

Результаты оценки возмещаемой стоимости ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями обменного курса тенге, ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1,0% с 13,25 до 14,25%, приведёт к тому, что возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ уменьшится на 40.369.592 тысячи тенге. Понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 5% с 23% до 18% приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ на 3.993.727 тысяч тенге.

#### Обязательства по выбытию активов

##### *Нефтегазовые активы*

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несёт юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения 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 отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах».

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике.

Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Обязательства по выбытию активов (продолжение)

##### *Нефтегазовые активы (продолжение)*

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2017 года были в интервале от 2,01% до 5,57% и от 5,17% до 10,00% соответственно (в 2016 году от 2,04% до 6,7% и от 5,5% до 10,15%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 21*.

##### *Магистральные нефтепроводы и газопроводы*

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, две дочерние организации Группы, АО «КазТрансОйл» и АО «Интергаз Центральная Азия», являющаяся дочерней организацией АО «КазТрансГаз», имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель.

Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации.

По состоянию на 31 декабря 2017 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 65.139.689 тысяч тенге (на 31 декабря 2016 года: 59.539.785 тысяч тенге) (*Примечание 21*).

#### Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2016 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 21*.

#### 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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам входит в состав прочих резервов и резервов по налогам, раскрытых в *Примечании 21*. Дальнейшие неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в *Примечании 35*.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2017 года. Отложенные КПП и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2017 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 2017 года составляла 65.135.777 тысяч тенге (в 2016 году 71.909.033 тысячи тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 31*.

#### Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в *Примечании 33*.

#### Обязательства по операционной аренде – Группа в качестве арендатора

Группа арендует офисное помещение и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в консолидированной финансовой отчетности.

#### Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

#### Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Прекращенная деятельность

В сентябре 2015, Группа разработала новый план приватизации, который был утвержден Правительством в декабре 2015 года. Новый план приватизации предусматривает продажу определенных активов, включая 51% долю участия в KMG International N.V. (KMG I). 15 декабря 2016 года, в соответствии с планом приватизации, Группа подписала договор купли-продажи (ДКП) 51 % доли участия в KMG I. В 2017 году все отлагательные условия, указанные в ДКП были выполнены. 15 декабря 2017 года в целях сохранения ранее согласованных условий сделки с покупателем, Группа подписала дополнительное соглашение к ДКП и условный акт передачи акций KMG I с ожиданием завершения сделки в июне 2018 года. Группа определила справедливую стоимость 51% доли участия в KMG I в сумме 680.000 тысяч долларов США (эквивалентно 225.984.400 тысяч тенге).

Группа считает, что KMG I соответствует критериям классификации как прекращенная деятельность по следующим критериям:

- KMG I готов к продаже и может быть продан в текущем состоянии;
- Процедуры по продаже начаты и ожидается, что будут завершены в течение одного года.

Дополнительные раскрытия приведены в *Примечании 5*.

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2017 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года представлены ниже:

	31 декабря 2017 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
<i>В тысячах тенге</i>				
KMG International N.V.	1.086.784.349	531.002.856	555.781.493	792.849.522
Прочие активы*	24.904.588	1.928.662	22.975.926	(3.666.118)
<b>Итого</b>	<b>1.111.688.937</b>	<b>532.931.518</b>	<b>578.757.419</b>	<b>789.183.404</b>

\* Прочие активы включают ТОО «Казахстанско-Британский Технический университет» (КБТУ) и ТОО «КМГ-Устюрт». Убыток после налогообложения включает результат реализации 100% доли участия в АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» (Примечание 6).

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2016 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года представлены ниже:

	31 декабря 2016 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
<i>В тысячах тенге</i>				
KMG International N.V.	1.014.948.431	550.226.128	464.722.303	368.199.241
Прочие активы*	43.845.645	13.658.153	30.187.492	(7.345.210)
<b>Итого</b>	<b>1.058.794.076</b>	<b>563.884.281</b>	<b>494.909.795</b>	<b>360.854.031</b>

\* Прочие активы включают АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр», ТОО «Казахстанско-Британский Технический университет» (КБТУ) и ТОО «АЗПМ»

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

*KMG International N.V. (KMG I)*

Результаты деятельности KMG I за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены ниже:

В тысячах тенге	2017		2016	
	До элиминации	После элиминации*	До элиминации	После элиминации*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	2.724.172.080	2.334.927.450	1.943.293.716	1.695.688.049
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(2.594.154.170)	(1.416.186.062)	(1.833.990.709)	(1.193.961.256)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>130.017.910</b>	<b>918.741.388</b>	109.303.007	501.726.793
Общие и административные расходы	(48.422.585)	(48.422.585)	(50.098.705)	(50.098.705)
Расходы по транспортировке и реализации	(60.408.688)	(60.408.688)	(59.423.245)	(59.423.245)
Убыток от обесценения, признанный от переоценки справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу	(5.921.976)	(5.921.976)	(10.327.447)	(10.327.447)
Восстановление/(обесценение) основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	981.997	981.997	(3.982.106)	(3.982.106)
Прочий операционный расходы	(3.502.338)	(3.502.337)	(2.204.976)	(2.204.976)
<b>Прибыль/(убыток) от операционной деятельности</b>	<b>12.744.320</b>	<b>801.467.799</b>	(16.733.472)	375.690.314
Отрицательная курсовая разница, нетто	(128.297)	(128.297)	(2.272.190)	(2.272.190)
Финансовый доход	838.557	838.557	452.245	452.245
Финансовые расходы	(11.457.926)	(11.457.926)	(10.436.587)	(10.436.587)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	384.575	384.574	1.175.613	1.175.613
<b>Прибыль/(убыток) за год до налогообложения от прекращенной деятельности</b>	<b>2.381.229</b>	<b>791.104.707</b>	(27.814.391)	364.609.395
Экономия по подоходному налогу	1.744.815	1.744.815	3.589.846	3.589.846
<b>Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности</b>	<b>4.126.044</b>	<b>792.849.522</b>	(24.224.545)	368.199.241

\* Результаты деятельности представлены после элиминации внутригрупповых операций (за 2017 год: выручка от реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 389.244.630 тысяч тенге и себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 1.177.968.108 тысяч тенге; за 2016 год выручка от реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 247.605.667 тысяч тенге и себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 640.029.453 тысячи тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

*KMG International N.V. (продолжение)*

На 31 декабря основные классы активов и обязательств KMG I, классифицированных как предназначенные для продажи, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2017*	2016*
<b>Активы</b>		
Основные средства	559.864.830	585.545.785
Нематериальные активы	69.774.013	73.932.864
Инвестиции в ассоциированные компании	13.278.245	12.644.023
Актив по отсроченному налогу	33.544.726	34.545.175
Товарно-материальные запасы	141.471.552	115.234.684
Торговая дебиторская задолженность	161.542.624	128.944.234
Прочие долгосрочные активы	3.373.814	2.949.283
Прочие краткосрочные активы	30.103.448	36.148.634
Денежные средства и их эквиваленты	73.831.097	25.003.749
<b>Активы, классифицированные как предназначенные для продажи</b>	<b>1.086.784.349</b>	<b>1.014.948.431</b>
<b>Обязательства</b>		
Займы	137.808.610	201.868.754
Обязательства по отсроченному налогу	68.725.179	72.935.184
Резервы	53.136.243	50.706.074
Торговая кредиторская задолженность	188.730.872	142.278.168
Прочие налоги	24.406.316	17.704.032
Прочие долгосрочные обязательства	156.195	141.648
Прочие краткосрочные обязательства	58.039.441	64.592.268
<b>Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи</b>	<b>531.002.856</b>	<b>550.226.128</b>
<b>Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия</b>	<b>555.781.493</b>	<b>464.722.303</b>

\* Активы и обязательства представлены после элиминации внутригрупповых операций.

Чистые денежные потоки KMG I:

<i>В тысячах тенге</i>	2017*	2016*
Операционные	145.378.203	57.998.062
Инвестиционные	(33.401.027)	(34.273.788)
Финансовые	(63.997.439)	(32.809.432)
<b>Чистые притоки/(оттоки) денежных средств</b>	<b>47.979.737</b>	<b>(9.085.158)</b>

\* Денежные потоки представлены до элиминации внутригрупповых операций.

По состоянию на 31 декабря 2017 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 346.416.024 тысячи тенге, относящиеся к прекращенной деятельности (в 2016 году: 372.054.627 тысяч тенге), заложены в качестве обеспечения по займам и обязательствам KMG I.

По состоянию на 31 декабря 2017 года торговая дебиторская задолженность и товарно-материальные запасы KMG I в размере 58.115.548 тысяч тенге и 111.843.564 тысячи тенге, соответственно находилась в качестве залогового обеспечения займов (в 2016 году: 87.648.449 тысяч тенге и 72.640.966 тысяч тенге), относящиеся к прекращенной деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2017 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 201.459.026 тысяч тенге (в 2016 году: 174.340.401 тысяча тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 6. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ

8 ноября Компания завершила реализацию 100% пакета акций АО «ЕвроАзияЭйр», который был классифицирован в качестве прекращенной деятельности, за 11.850.000 тысяч тенге.

На дату потери контроля, чистые активы АО «ЕвроАзияЭйр» представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Чистые активы на дату выбытия
<b>Активы</b>	
Основные средства	10.367.360
Нематериальные активы	41.901
Торговая дебиторская задолженность	2.824.184
Денежные средства и их эквиваленты	3.339.751
Краткосрочные активы	706.204
	<b>17.279.400</b>
<b>Обязательства</b>	
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	2.381.767
Торговая кредиторская задолженность	2.306.514
Краткосрочные обязательства	752.353
	<b>5.440.634</b>
<b>Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия</b>	<b>11.838.766</b>

Прибыль от выбытия в размере 11.234 тысячи тенге была включена в прибыль от прекращенной деятельности.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

## 7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтега- зовые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	879.613.848	606.283.140	247.532.399	184.750.124	260.127.436	76.049.925	23.825.549	383.160.263	2.661.342.684
Пересчёт валюты отчетности	(10.971.334)	–	–	(1.432.872)	(417.878)	(750.283)	(285.909)	98.148	(13.760.128)
Изменения в учетной оценке	(8.500.916)	(6.079.200)	–	(53.279)	–	–	–	–	(14.633.395)
Поступления	83.804.363	2.590.183	692.596	2.288.823	6.554.473	2.536.240	5.060.421	422.448.504	525.975.603
Поступления по финансовой аренде	–	–	871.933	–	–	–	–	–	871.933
Выбытия	(5.646.977)	(1.734.827)	(1.377.061)	(1.301.727)	(1.893.689)	(4.340.763)	(2.203.070)	(14.650.326)	(33.148.440)
Расходы по износу	(67.800.045)	(22.759.956)	(26.768.931)	(17.306.955)	(26.465.714)	(7.973.698)	(5.998.828)	–	(175.074.127)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	5.587.411	1.665.595	917.594	611.453	1.707.023	4.159.902	1.965.237	3.252.309	19.866.524
Резерв на обесценение ( <i>Примечание 28</i> )	1.113.617	(1.206.581)	–	405.314	(641.489)	(918.887)	(544.666)	(1.457.438)	(3.250.130)
Перевод по прекращенной деятельности	(84.640)	–	–	(4.203.451)	(926.578)	(150.232)	(2.018.896)	(4.135.805)	(11.519.602)
Перевод из запасов	15.838	489.059	155.774	1.246	81.689	30.694	19.292	1.297.315	2.090.907
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(19.911)	–	(17.055)	(113.630)	(2.076)	(210.124)	(203)	–	(362.999)
Перевод (в) / из инвестиционной недвижимости ( <i>Примечание 9</i> )	–	–	–	(200.042)	(363)	–	967	–	(199.438)
Переводы (в) / из нематериальных активов ( <i>Примечание 10</i> )	1.915	–	–	–	–	–	–	(695.965)	(694.050)
Перевод в активы по разведке и оценке ( <i>Примечание 8</i> )	(3.446.255)	–	–	–	–	–	–	(923.422)	(4.369.677)
Переводы и реклассификации	3.966.096	64.031.658	93.630.122	48.909.084	39.723.354	1.169.683	13.589.517	(265.019.514)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	877.633.010	643.279.071	315.637.371	212.354.088	277.846.188	69.602.457	33.409.411	523.374.069	2.953.135.665

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтега- зовые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>877.633.010</b>	<b>643.279.071</b>	<b>315.637.371</b>	<b>212.354.088</b>	<b>277.846.188</b>	<b>69.602.457</b>	<b>33.409.411</b>	<b>523.374.069</b>	<b>2.953.135.665</b>
Пересчёт валюты отчетности	(2.413.467)	–	–	(395.815)	413.356	(98.328)	192.521	(413.504)	(2.715.237)
Изменения в учетной оценке	247.396	(199.915)	–	(4.855)	–	–	–	–	42.626
Поступления	27.176.012	16.878.787	297.455	8.086.249	6.334.531	8.087.416	2.684.947	531.171.597	600.716.994
Выбытия	(17.371.754)	(1.153.877)	(2.647.246)	(4.304.287)	(3.035.202)	(1.423.630)	(2.846.129)	(1.458.232)	(34.240.357)
Расходы по износу	(62.017.598)	(23.892.749)	(32.550.787)	(16.018.534)	(28.137.645)	(7.845.341)	(5.169.968)	–	(175.632.622)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14.880.689	858.685	2.517.354	4.033.279	2.433.160	1.259.612	2.671.583	760.282	29.414.644
Резерв на обесценение ( <i>Примечание 28</i> )	–	(1.321)	–	(1.343.255)	(1.431.137)	(1.907.846)	(947.310)	(17.678.891)	(23.309.760)
Перевод (в)из запасов, нетто	(1.688)	(52.019)	13.086.516	1.060	34.440	240	1.278	166.149	13.235.976
Перевод по прекращенной деятельности и в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(170.291)	–	(3.908.276)	(3.553.089)	(242.126)	(123.814)	(97.736)	(60)	(8.095.392)
Перевод в инвестиционную недвижимость ( <i>Примечание 9</i> )	–	–	–	(251.422)	(13.059)	–	(746)	(357.143)	(622.370)
Переводы (в) / из нематериальных активов ( <i>Примечание 10</i> )	(210.414)	–	–	–	–	–	1.577	(1.507.120)	(1.715.957)
Перевод в активы по разведке и оценке ( <i>Примечание 8</i> )	8.880.580	–	–	–	–	–	–	–	8.880.580
Переводы и реклассификации	82.273.967	104.461.699	194.362.603	14.756.917	98.323.465	5.664.728	3.352.591	(503.195.970)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>928.906.442</b>	<b>740.178.361</b>	<b>486.794.990</b>	<b>213.360.336</b>	<b>352.525.971</b>	<b>73.215.494</b>	<b>33.252.019</b>	<b>530.861.177</b>	<b>3.359.094.790</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	1.895.494.619	897.214.797	670.697.037	361.025.155	567.043.377	172.744.554	82.087.998	572.214.596	5.218.522.133
Накопленный износ и обесценение	(966.588.177)	(157.036.436)	(183.902.047)	(147.664.819)	(214.517.406)	(99.529.060)	(48.835.979)	(41.353.419)	(1.859.427.343)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>928.906.442</b>	<b>740.178.361</b>	<b>486.794.990</b>	<b>213.360.336</b>	<b>352.525.971</b>	<b>73.215.494</b>	<b>33.252.019</b>	<b>530.861.177</b>	<b>3.359.094.790</b>
Первоначальная стоимость	1.796.687.457	776.793.501	473.343.599	350.113.598	466.840.617	161.145.408	79.902.688	547.812.419	4.652.639.287
Накопленный износ и обесценение	(919.054.447)	(133.514.430)	(157.706.228)	(137.759.510)	(188.994.429)	(91.542.951)	(46.493.277)	(24.438.350)	(1.699.503.622)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>877.633.010</b>	<b>643.279.071</b>	<b>315.637.371</b>	<b>212.354.088</b>	<b>277.846.188</b>	<b>69.602.457</b>	<b>33.409.411</b>	<b>523.374.069</b>	<b>2.953.135.665</b>

В 2017 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 3,36% на сумму 29.962.865 тысяч тенге, относящиеся к строительству активов (в 2016 году: 28.515.460 тысяч тенге, по средней ставке капитализации в 2,42%).

На 31 декабря 2017 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 594.020.576 тысяч тенге (в 2015 году: 483.908.126 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

Поступления в незавершенное строительство в основном относятся к капитальному ремонту магистральных газопроводов АО «Интергаз Центральная Азия», дочерней компании КТГ, эксплуатационному бурению скважин на дочерних организациях Озенмунайгаз и Эмбамунайгаз, а также к проектам по модернизации нефтеперерабатывающих заводов, расположенных в городе Атырау и городе Павлодар.

По состоянию на 31 декабря 2017 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 88.901.167 тысяч тенге (на 31 декабря 2015 года: 81.065.726 тысяч тенге).

*Обесценение основных средств*

В 2017 году Группа признала убыток по обесценению в размере 23.309.760 тысяч тенге, который, в основном, включает обесценение незавершенного строительства ПНХЗ в размере 15.226.880 тысяч тенге в результате изменения конфигурации проекта модернизации и обесценение основных средств ОТК на сумму 5.039.820 тысяч тенге (Примечание 4).

В 2016 году Группа признала убыток по обесценению в размере 3.250.130 тысяч тенге, который, в основном, включает обесценение основных средства АНС на сумму 3.036.355 тысяч тенге.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 8. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериальные	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	169.094.278	39.431.785	208.526.063
Пересчет валюты отчетности	(677.712)	(339.900)	(1.017.612)
Поступления	21.130.985	3.484.421	24.615.406
Перевод из основных средств ( <i>Примечание 7</i> )	4.369.677	–	4.369.677
Выбытия	(18.734)	(4.857.647)	(4.876.381)
Изменения в учетной оценке	(63.985)	–	(63.985)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>193.834.509</b>	<b>37.718.659</b>	<b>231.553.168</b>
Пересчет валюты отчетности	(94.631)	(52.800)	(147.431)
Поступления	33.075.420	344.512	33.419.932
Перевод в основные средства ( <i>Примечание 7</i> )	(8.880.580)	–	(8.880.580)
Выбытия	(104.945)	(557.243)	(662.188)
Переводы по прекращенной деятельности в активы для продажи, нетто	–	(1.030.477)	(1.030.477)
Обесценение ( <i>Примечание 28</i> )	(802.687)	(10.761)	(813.448)
Изменения в учетной оценке	(112.876)	–	(112.876)
Переводы и реклассификации	(1.261.185)	1.261.185	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>215.653.025</b>	<b>37.673.075</b>	<b>253.326.100</b>

На 31 декабря 2017 года и 2016 года активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Проект Н	85.093.174	84.350.943
Жемчужина	35.069.407	34.328.596
Жамбыл	33.396.110	31.946.639
Урихтау	27.685.604	30.326.087
Сатпаев	33.791.001	14.653.706
Прочие	38.290.804	35.947.197
	<b>253.326.100</b>	231.553.168

Затраты по разведке по проектам Жемчужина и Сатпаев финансируются партнерами по проектам за исключением Группы. Соответствующие финансовые обязательства признаются в займах (*Примечание 19*). Погашение задолженности по финансированию данных проектов зависит от обнаружения коммерческих запасов.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 9. ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>Итого</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	<b>29.260.917</b>
Поступления	565.862
Расходы по износу	(722.174)
Выбытия	(47)
Перевод из активов, классифицированные как предназначенные для продажи	174.243
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 7</i> )	199.438
Переводы из товарно-материальных запасов	1.805
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>29.480.044</b>
Расходы по износу	<b>(703.010)</b>
Выбытия	<b>(233.132)</b>
Обесценение ( <i>Примечание 28</i> )	<b>(1.518.344)</b>
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	<b>(224.703)</b>
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 7</i> )	<b>622.370</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>27.423.225</b>
Первоначальная стоимость	<b>32.473.275</b>
Накопленный износ и обесценение	<b>(5.050.050)</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>27.423.225</b>
Первоначальная стоимость	32.589.798
Накопленный износ и обесценение	(3.109.754)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>29.480.044</b>

Инвестиционная недвижимость, в основном, представлена административным зданием «Изумрудный Квартал», сдаваемого в аренду на условиях операционной аренды. Руководство Группы считает, что справедливая стоимость здания составляет 24.219.173 тысячи тенге (в 2016 году: 26.723.865 тысяч тенге). Справедливая стоимость инвестиционной недвижимости основана на рыночной цене офисной недвижимости (*Примечание 33*).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 10. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Программное обеспечение	Прочие	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	90.003.639	11.013.606	18.928.126	119.945.371
Пересчет валюты отчетности	–	(1.164)	(1.396.052)	(1.397.216)
Поступления	–	2.474.012	511.244	2.985.256
Выбытия	–	(2.357.734)	(477.764)	(2.835.498)
Расходы по амортизации	–	(3.620.391)	(1.936.237)	(5.556.628)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	2.343.001	452.278	2.795.279
Резерв на обесценение	–	(32.549)	–	(32.549)
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 7</i> )	–	691.448	2.602	694.050
Перевод в прекращенную деятельность	–	(100.373)	(9.080)	(109.453)
Перемещения	–	8.236	(8.236)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	90.003.639	10.418.092	16.066.881	116.488.612
Пересчет валюты отчетности	–	(53.462)	125.676	72.214
Поступления	–	2.296.273	728.041	3.024.314
Выбытия	–	(830.439)	(208.287)	(1.038.726)
Расходы по амортизации	–	(3.681.446)	(1.961.809)	(5.643.255)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	353.851	192.529	546.380
Перевод (в)/из запасов, нетто	–	(47)	265.965	265.918
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 7</i> )	–	1.083.277	632.680	1.715.957
Перемещения	–	91.996	(91.996)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>90.003.639</b>	<b>9.678.095</b>	<b>15.749.680</b>	<b>115.431.414</b>
Первоначальная стоимость	125.324.547	37.842.270	23.833.222	187.000.039
Накопленная амортизация и обесценение	(35.320.908)	(28.164.175)	(8.083.542)	(71.568.625)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года</b>	<b>90.003.639</b>	<b>9.678.095</b>	<b>15.749.680</b>	<b>115.431.414</b>
Первоначальная стоимость	126.946.769	33.487.005	24.072.716	184.506.490
Накопленная амортизация и обесценение	(36.943.130)	(23.068.913)	(8.005.835)	(68.017.878)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>90.003.639</b>	<b>10.418.092</b>	<b>16.066.881</b>	<b>116.488.612</b>

Текущая стоимость гудвилла, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2017	2016
Группа единиц, генерирующих денежные потоки ПНХЗ	88.553.296	88.553.296
Заправочные станции	1.450.343	1.450.343
<b>Итого гудвилл</b>	<b>90.003.639</b>	<b>90.003.639</b>

### ПНХЗ

На основании анализа на предмет обесценения, в 2017 и 2016 годах обесценения гудвилла ПНХЗ не было определено.

Более подробный анализ на предмет обесценения изложен в *Примечании 4*.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 11. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Выраженные в долларах США	<b>1.656.762.879</b>	1.202.060.798
Выраженные в тенге	<b>28.228.345</b>	28.256.972
Выраженные в других валютах	<b>2.472.452</b>	2.378.825
	<b>1.687.463.676</b>	1.232.696.595

На 31 декабря 2017 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,07% в долларах США и 2,29% в тенге (в 2016 году: 1,16% в долларах США, 4,87% в тенге).

На 31 декабря 2017 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,65% в долларах США, 7,51% в тенге и 0,65% в других валютах (в 2016 году: 1,84% в долларах США, 12,13% в тенге и 0,36% в других валютах).

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Срок погашения до 1 года	<b>1.638.940.642</b>	1.182.669.493
Срок погашения от 1 до 2 лет	<b>835.902</b>	178.088
Срок погашения свыше 2 лет	<b>47.687.132</b>	49.849.014
	<b>1.687.463.676</b>	1.232.696.595

На 31 декабря 2017 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 62.072.850 тысяч тенге (в 2016 году: 108.695.345 тысяч тенге), которые в основном состоят из 14.903.887 тысяч тенге (2016 год: 63.718.200 тысяч тенге), находящихся в залоге у АО ДБ «Сбербанк России» до исполнения обязательств (1 марта 2018 года) ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) по займам, полученным от данного банка на строительство комплекса глубокой переработки нефти на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе и 32.100.440 тысяч тенге (2016 год: 33.276.000 тысяч тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ**

<i>В тысячах тенге</i>	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	31 декабря 2017 года		31 декабря 2016 года	
			Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
<u>Совместные предприятия:</u>						
КМГ Кашаган Б.В.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>1.743.495.073</b>	<b>50,00%</b>	1.759.152.117	50,00%
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>1.353.084.254</b>	<b>20,00%</b>	1.154.183.137	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>135.780.525</b>	<b>50,00%</b>	191.813.452	50,00%
Ural Group Limited BVI	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>78.031.456</b>	<b>50,00%</b>	72.898.443	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>47.537.370</b>	<b>50,00%</b>	71.109.842	50,00%
Valseira Holding BV	Переработка сырой нефти	Казахстан	<b>36.736.906</b>	<b>50,00%</b>	27.044.986	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	<b>33.760.512</b>	<b>50,00%</b>	79.658.348	50,00%
ТОО «Казакхойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	<b>22.715.643</b>	<b>50,00%</b>	39.503.663	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	<b>17.700.751</b>	<b>50,00%</b>	–	50,00%
ТОО «ТенизСервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	<b>6.134.421</b>	<b>48,996%</b>	6.195.807	48,996%
Прочие			<b>22.648.911</b>		21.839.079	
<u>Ассоциированные компании</u>						
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	<b>115.920.426</b>	<b>33,00%</b>	144.252.432	33,00%
Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»)	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/Россия	<b>195.094.592</b>	<b>20,75%</b>	137.035.180	20,75%
Прочие			<b>1.710.501</b>		1.590.324	
			<b>3.810.351.341</b>		3.706.276.810	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2017 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 175.622.640 тысяч тенге (в 2016 году: 357.813.869 тысяч тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 182.191.229 тысяч тенге (в 2015 году: 174.756.859 тысяч тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2017 и 2016 годы:

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Сальдо на 1 января	3.706.276.810	3.422.939.745
Доля в прибыли, нетто ( <i>Примечание 30</i> )	414.565.236	270.190.990
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	–	165.401.066
Возврат вкладов в капитал без изменения доли владения	(1.714.856)	(1.925.543)
Дивиденды полученные	(271.782.500)	(118.607.550)
Изменение в дивидендах к получению	(39.889.075)	10.160.358
Корректировка нерезализованной прибыли*	(20.722.048)	–
Приобретение совместных предприятий	2.625	87
Обесценение инвестиций	14.845.359	(5.503.379)
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	10.629.606	8.475.525
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(66.899)	–
Пересчёт валюты отчётности	(1.792.917)	(44.854.489)
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	<b>3.810.351.341</b>	<b>3.706.276.810</b>

\* *Корректировка нерезализованной прибыли представляет собой элиминацию нерезализованной прибыли, возникающей при реализации товаров Группой совместно предприятию, признаваемую при использовании метода долевого участия.*

В 2016 году вклады в уставный капитал без изменения доли владения в основном относятся к погашению денежных требований по проекту Кашаган (159.758.211 тысяч тенге или 469.556 тысяч долларов США).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

<i>В тысячах тенге</i>	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тенгиз- шевройл»	Мангистау Инвестментс Б.В.	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГер- Мунай»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	4.181.690.783	8.719.901.854	393.188.438	219.833.754	131.809.168	417.762.488
Краткосрочные активы, включая	172.993.385	1.527.676.810	66.799.332	57.066	46.380.639	55.449.428
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	49.409.827	748.523.476	3.090.429	46.894	37.913.868	17.662.733
Долгосрочные обязательства, включая	(563.262.794)	(2.507.495.652)	(66.129.352)	(63.640.210)	(28.691.378)	(210.750)
<i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	–	(1.329.320.000)	–	(54.732.538)	–	–
Краткосрочные обязательства, включая	(304.431.229)	(974.661.744)	(122.297.369)	(187.698)	(54.423.690)	(399.527.354)
<i>Краткосрочные финансовые обязательства</i>	(272.147.696)	(31.718.905)	–	–	–	(327.331.592)
<b>Капитал</b>	<b>3.486.990.145</b>	<b>6.765.421.268</b>	<b>271.561.049</b>	<b>156.062.912</b>	<b>95.074.739</b>	<b>73.473.812</b>
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2017 года</b>	<b>1.743.495.073</b>	<b>1.353.084.254</b>	<b>135.780.525</b>	<b>78.031.456</b>	<b>47.537.370</b>	<b>36.736.906</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	183.119.424	4.357.947.405	635.902.730	7.806	184.616.262	60.807.978
Износ и амортизация	(90.257.871)	(560.816.868)	(62.190.091)	(19.797)	(34.072.143)	(5.026.754)
Процентные доходы	1.024.605	22.006.884	125.989	16.556	1.306.260	411.019
Процентные расходы	(36.556.637)	(127.134.154)	(5.787.751)	(1.890.789)	(1.014.422)	(65.961)
Расходы по подходному налогу	(3.749.814)	(621.385.125)	(34.036.342)	(690.912)	(53.071.478)	(4.373.083)
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>(20.416.709)</b>	<b>1.449.898.428</b>	<b>99.210.060</b>	<b>(3.754.422)</b>	<b>35.426.899</b>	<b>19.501.556</b>
Прочий совокупный доход	(10.897.380)	7.517.157	(228.950)	(218.852)	(664.344)	(117.716)
<b>Общий совокупный доход/(убыток)</b>	<b>(31.314.089)</b>	<b>1.457.415.585</b>	<b>98.981.110</b>	<b>(3.973.274)</b>	<b>34.762.555</b>	<b>19.383.840</b>
Дивиденды полученные	–	79.694.300	105.523.482	–	40.445.243	2.377.123

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

<i>В тысячах тенге</i>	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «Тенизсервис»	ТОО «Азиатский газопровод»
Долгосрочные активы	27.017.765	49.853.017	442.256.509	514.174.591	1.572.551.905
Краткосрочные активы, включая <i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	150.968.308	19.768.150	139.271.512	72.382.243	519.332.547
Долгосрочные обязательства, включая <i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	–	(7.430.578)	(464.526.731)	(419.764.043)	(2.058.444.374)
Краткосрочные обязательства, включая <i>Краткосрочные финансовые обязательства</i>	(69.020.954)	(16.759.302)	(110.972.112)	(154.272.542)	(331.505.536)
<b>Капитал</b>	<b>108.965.119</b>	<b>45.431.287</b>	<b>6.029.178</b>	<b>12.520.249</b>	<b>(298.065.458)</b>
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	–	–	149.032.729
Консолидационные корректировки	(20.722.048)	–	14.686.162	–	–
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2017 года</b>	<b>33.760.512</b>	<b>22.715.643</b>	<b>17.700.751</b>	<b>6.134.421</b>	<b>–</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	243.526.652	56.046.725	79.096.648	3.466.618	587.428.795
Износ и амортизация	(638.139)	(17.062.183)	(13.235.308)	(378.038)	(64.332.618)
Процентные доходы	2.488.969	212.438	20.952	38.606	3.757.049
Процентные расходы	(13.361.780)	(2.472.632)	(24.649.158)	(116.278)	(86.077.312)
Расходы по подоходному налогу	(11.906.811)	2.415.969	–	(645.283)	(89.287.214)
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>17.244.090</b>	<b>(33.576.039)</b>	<b>38.484.528</b>	<b>3.374.702</b>	<b>269.647.198</b>
Прочий совокупный доход	(1.939.339)	–	–	–	–
<b>Общий совокупный доход/(убыток)</b>	<b>15.304.751</b>	<b>(33.576.039)</b>	<b>38.484.528</b>	<b>3.374.702</b>	<b>269.647.198</b>
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	19.910.964	–	134.823.599
Дивиденды полученные	18.647.418	–	–	–	–

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тенгиз- шевройл»	Мангистау Инвестментс Б.В.	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГеп- Мунай»	Valseira Holding BV
Долгосрочные активы	4.272.763.806	6.865.450.041	395.489.866	215.892.000	152.790.499	236.339.155
Краткосрочные активы, включая	174.986.584	2.424.218.478	95.375.850	310.850	50.846.056	91.231.530
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	86.451.093	1.795.549.215	3.870.651	297.396	39.694.839	76.650.503
Долгосрочные обязательства, включая	(601.418.805)	(2.456.711.253)	(65.632.702)	(68.663.338)	(27.510.090)	(227.305.975)
<i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	(250.522.762)	(1.333.160.000)	–	(57.970.000)	–	–
Краткосрочные обязательства, включая	(328.027.351)	(1.062.041.583)	(41.606.110)	(1.742.626)	(33.906.781)	(46.174.738)
<i>Краткосрочные финансовые обязательства</i>	(271.597.355)	(34.823.472)	–	–	–	–
Капитал	3.518.304.234	5.770.915.683	383.626.904	145.796.886	142.219.684	54.089.972
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2016 года	1.759.152.117	1.154.183.137	191.813.452	72.898.443	71.109.842	27.044.986
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	16.419.924	3.568.833.894	532.016.705	39.899	157.268.631	52.340.852
Износ и амортизация	(10.493.810)	(453.762.627)	(55.342.813)	(29.672)	(36.325.000)	(4.465.956)
Процентные доходы	903.219	9.238.666	52.201	17.221	946.000	328.489
Процентные расходы	(40.494.823)	(172.523.889)	(4.942.864)	(1.652.398)	(1.231.000)	(46.426)
Расходы по подоходному налогу	58.587.222	(316.950.160)	(20.804.933)	(187.093)	(19.873.000)	(7.230.337)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	15.451.774	739.551.980	59.532.404	(3.155.114)	10.259.065	20.828.376
Прочий совокупный доход	(66.056.550)	(109.061.451)	(294.736)	(2.751.222)	(2.644.700)	40.452
Общий совокупный доход/(убыток)	(50.604.776)	630.490.529	59.237.668	(5.906.336)	7.614.365	20.868.828
Дивиденды полученные	–	–	44.347.360	–	27.514.925	–

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «Тенизсервис»	ТОО «Азиатский газопровод»
Долгосрочные активы	9.641.413	85.936.432	449.074.109	257.098.119	1.691.909.542
Краткосрочные активы, включая	244.478.957	28.462.628	115.813.128	31.907.475	529.037.901
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	62.379.300	10.749.817	56.148.742	6.423.515	64.862.965
Долгосрочные обязательства, включая	(454.608)	(7.586.856)	(474.773.724)	(242.533.551)	(2.466.567.228)
<i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	–	–	(467.117.974)	11.655.148	(2.433.422.400)
Краткосрочные обязательства, включая	(94.349.066)	(27.804.878)	(129.935.447)	(33.826.507)	(322.092.871)
<i>Краткосрочные финансовые обязательства</i>	–	–	(11.384.051)	4.558.879	(281.792.538)
Капитал	159.316.696	79.007.326	(39.821.934)	12.645.536	(567.712.656)
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	19.910.968	–	283.856.328
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2016 года	79.658.348	39.503.663	–	6.195.807	–
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	231.655.238	54.593.234	33.827.305	3.304.883	551.219.060
Износ и амортизация	(717.333)	(16.043.932)	(9.378.998)	(385.920)	(59.269.618)
Процентные доходы	6.256.417	524.548	24	17.777	3.949.093
Процентные расходы	(100.133)	(1.006.373)	(11.103.332)	(2.806)	(85.771.582)
Расходы по подоходному налогу	(14.443.039)	(12.179.837)	–	(479.326)	(80.881.044)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	37.294.835	(23.070.957)	14.989.344	2.756.175	304.750.874
Прочий совокупный доход	(285.886)	–	–	–	–
Общий совокупный доход/(убыток)	37.008.949	(23.070.957)	14.989.344	2.756.175	304.750.874
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	10.947.110	–	152.375.437
Дивиденды полученные	36.252.976	6.734.600	–	–	–

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2017 год:

В тысячах тенге	2017	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	356.151.959	2.042.156.419
Краткосрочные активы	84.903.668	95.627.293
Долгосрочные обязательства	(59.122.504)	(756.148.455)
Краткосрочные обязательства	(30.659.104)	(595.179.435)
<b>Капитал</b>	<b>351.274.019</b>	<b>786.455.822</b>
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	31.905.009
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>115.920.426</b>	<b>195.094.592</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	137.911.562	647.477.562
Прибыль за год	21.920.516	263.450.520
Прочий совокупный (убыток)/доход	(991.827)	16.353.875
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>20.928.689</b>	<b>279.804.395</b>
Дивиденды полученные	20.453.367	–

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2016 год:

В тысячах тенге	2016	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	459.502.915	2.099.989.380
Краткосрочные активы	97.178.710	86.254.119
Долгосрочные обязательства	(99.253.349)	(1.139.220.549)
Краткосрочные обязательства	(20.299.694)	(540.815.685)
<b>Капитал</b>	<b>437.128.582</b>	<b>506.207.265</b>
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	31.997.172
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>144.252.432</b>	<b>137.035.180</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	128.809.187	546.965.806
(Убытки)/прибыль за год	(47.908.279)	390.880.208
Прочий совокупный (убыток)/доход	(10.771.298)	79.529.104
<b>Общий совокупный (убыток)/доход</b>	<b>(58.679.577)</b>	<b>470.409.312</b>
Изменения в непризнанной доли в убытках	–	6.198.893

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Долгосрочные активы	125.404.236	137.412.947
Краткосрочные активы	37.468.195	32.551.366
Долгосрочные обязательства	(127.415.389)	(146.407.855)
Краткосрочные обязательства	(35.006.253)	(51.571.034)
Гудвилл	172.214	172.214
Резерв на обесценение	(3.635.227)	(3.635.227)
Накопленная непризнанная доля в убытках	(25.661.135)	(53.316.668)
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>22.648.911</b>	<b>21.839.079</b>
Доход за год от продолжающейся деятельности	18.233.038	12.463.584
Прочий совокупный доход/(убыток)	497.482	(120.785)
Общий совокупный доход	18.730.520	12.342.799
Непризнанная доля в прибылях	13.600.372	5.906.724

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Долгосрочные активы	8.518.491	6.880.547
Краткосрочные активы	1.663.030	2.707.872
Долгосрочные обязательства	(5.599.325)	(4.848.556)
Краткосрочные обязательства	(3.800.471)	(3.720.029)
Резерв на обесценение	–	(159.415)
Накопленная непризнанная доля в убытках	(928.776)	(729.905)
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>1.710.501</b>	<b>1.590.324</b>
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	51.773	(514.758)
Общий совокупный доход/(убыток)	51.773	(514.758)
Непризнанная доля в убытках	(198.871)	(671.305)

### 13. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Материалы и запасы	58.212.821	61.605.528
Нефтепродукты	30.129.849	14.504.132
Продукты переработки газа	15.689.458	20.579.927
Сырая нефть	12.237.322	8.525.374
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(7.372.095)	(6.438.061)
	<b>108.897.355</b>	<b>98.776.900</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 14. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Предоплата и расходы будущих периодов	85.533.159	89.388.255
Налоги к возмещению	23.492.489	34.330.632
Дивиденды к получению	29.009.976	3.242.634
Денежные средства, ограниченные в использовании	13.056.590	1.380.977
Прочие текущие активы	34.738.931	27.208.178
Минус: резерв по сомнительным долгам	(17.914.896)	(6.471.068)
<b>Итого прочих текущих активов</b>	<b>167.916.249</b>	<b>149.079.608</b>
Торговая дебиторская задолженность	317.477.806	290.199.726
Минус: резерв по сомнительным долгам	(11.153.175)	(10.388.095)
<b>Торговая дебиторская задолженность</b>	<b>306.324.631</b>	<b>279.811.631</b>

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов по данным активам проценты не начислялись.

В 2017 году определением Специализированного межрайонного экономического суда г. Астана были утверждены соглашения об урегулировании споров в порядке медиации по гражданским делам по исковому заявлению Компании, АО «КазМунайГаз – Переработка и Маркетинг» и АО «Delta Bank» о взыскании банковских вкладов и пени, согласно которым АО «Delta Bank» должен произвести выплату в течение шести месяцев. В связи с неопределенностью относительно выплат от АО «Delta Bank», Группа начислила 100% резерв на обесценение депозитов на сумму 36.161 тысяча долларов США (эквивалентно 11.637.410 тысячам тенге) (Примечание 29). В связи с отзывом Национальным банком РК лицензии Delta Bank, Группа реклассифицировала депозит в денежные средства, ограниченные в использовании.

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	13.602.754
Начисления за год	9.141.218
Восстановлено	(3.565.932)
Списано	(1.794.727)
Прекращенная деятельность	(419.627)
Пересчет валюты отчетности	(104.523)
<b>На 31 декабря 2016 года</b>	<b>16.859.163</b>
Начисления за год	<b>7.812.444</b>
Восстановлено	<b>(6.519.114)</b>
Списано	<b>(977.097)</b>
Переводы и реклассификации	<b>11.855.869</b>
Пересчет валюты отчетности	<b>36.806</b>
<b>На 31 декабря 2017 года</b>	<b>29.068.071</b>

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	61 – 90 дней	91 – 120 дней	>120 дней
<b>2017</b>	<b>306.324.631</b>	<b>231.716.027</b>	<b>6.164.625</b>	<b>36.318.632</b>	<b>15.059.406</b>	<b>1.533.783</b>	<b>15.532.158</b>
2016	279.811.631	261.776.745	3.577.040	7.558.909	4.342.068	906.982	1.649.887

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 15. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Займы связанным сторонам	<b>785.593.140</b>	640.650.266
Вексель к получению от участника совместного предприятия	<b>38.014.555</b>	34.312.858
Облигации к получению от Самрук-Казына	<b>18.342.494</b>	42.123.003
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	–	(15.418.397)
	<b>841.950.189</b>	701.667.730

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Займы связанным сторонам в тенге	<b>471.798.857</b>	403.380.730
Займы связанным сторонам в долларах США	<b>311.340.691</b>	220.434.656
Вексель к получению от участника совместного предприятия в долларах США	<b>38.014.555</b>	34.312.858
Облигации к получению от Самрук-Казына в тенге	<b>18.342.494</b>	42.123.003
Займы связанным сторонам в других валютах	<b>2.453.592</b>	1.416.483
	<b>841.950.189</b>	701.667.730

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Текущая часть	<b>169.501.500</b>	135.673.233
Долгосрочная часть	<b>672.448.689</b>	565.994.497
	<b>841.950.189</b>	701.667.730

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

В связи с приобретением оставшейся 49% доли участия, в результате которого KS EP становится дочерней компанией КМГ РД, заем, выданный KS EP, включая резерв на обесценение, был элиминирован.

#### *Вексель к получению от участника совместного предприятия*

В 2007 году Группа приобрела 50%-ую долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited», холдинговой компании, принадлежащей «CITIC Group», зарегистрированной на фондовой бирже Гонконга.

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время РД КМГ приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 508,8 миллионов долларов США (169.101 миллионов тенге) на 31 декабря 2017 года (в 2016 году: 512,3 миллионов долларов США или 170.760 миллиона тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли РД КМГ в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. РД КМГ не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Группа признает в своем консолидированном отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты 26.9 миллионов долларов США с годовой эффективной процентной ставкой 15% на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2017 года составила 114 миллиона долларов США (38.014.555 тысяч тенге) (в 2016 году: 103 миллиона долларов США или 34.312.858 тысяч тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделкам.

Кроме того, РД КМГ имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 16. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В октябре 2017 года Группа отметила признаки обесценения по банковским вкладам и денежным средствам на текущих счетах в АО «Bank RBK» в размере 27.889.370 тысяч тенге в связи с пред-дефолтным состоянием банка. В соответствии с анализом возмещаемости банковских вкладов, Группа признала убыток от обесценения депозитов в сумме 6.972.343 тысячи тенге (*Примечание 29*). В результате балансовая стоимость банковских вкладов и денежных средств на текущих счетах составила 20.917.027 тысяч тенге.

В ноябре 2017 года Национальный Банк РК совместно с Правительством Республики Казахстан и ТОО «Корпорация Казахмыс» («ККС»), третья сторона, подписали рамочное соглашение по улучшению финансового положения АО «Bank RBK». В соответствии с постановлением Правительства от 7 ноября 2017 года, 29 декабря 2017 года банковские вклады и денежные средства Группы на текущих счетах в АО «Bank RBK» с балансовой стоимостью 27.889.370 тысяч тенге, были конвертированы в 15-летние купонные облигации номинальной стоимостью 1 тенге за каждую с процентной ставкой 0,01% годовых. Согласно рамочному соглашению, ККС гарантирует выплату 7.666.949 тысячи тенге через пять лет. Соответственно, купонные облигации были первоначально признаны по справедливой стоимости 4.161.312 тысяч тенге. Справедливая стоимость определялась посредством дисконтирования будущих денежных потоков по облигациям, с использованием ставки дисконта в 13,0% и сроком погашения пять лет. Разница между балансовой стоимостью банковских вкладов и денежных средств и справедливой стоимостью купонных облигаций в сумме 16.755.715 тысяч тенге была признана Группой как Операции с акционером в консолидированном отчете об изменениях в капитале (*Примечание 18*).

### 17. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Срочные вклады в банках – доллары США	<b>790.300.142</b>	435.939.051
Срочные вклады в банках – тенге	<b>115.103.490</b>	180.075.718
Текущие счета в банках – доллары США	<b>250.473.444</b>	245.711.146
Текущие счета в банках – тенге	<b>30.272.279</b>	13.214.622
Текущие счета в банках – другие валюты	<b>2.139.505</b>	1.893.667
Срочные вклады в банках – другие валюты	<b>43.535</b>	37.995
Кассовая наличность	<b>1.823.964</b>	1.566.151
	<b>1.190.156.359</b>	878.438.350
Денежные средства и их эквиваленты, относящиеся к прекращенной деятельности	<b>76.448.456</b>	27.014.161
	<b>1.266.604.815</b>	905.452.511

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2017 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 1,04% в долларах США и 7,85% в тенге (в 2016 году: 0,61% в долларах США и 8,15% в тенге).

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 18. КАПИТАЛ

#### Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2015 года	Выпущено в 2016 году	На 31 декабря 2016 года	Выпущено в 2017 году	На 31 декабря 2017 года
<b>Количество выпущенных акций</b>	584.207.465	5.272	584.212.737	<b>5.187.152</b>	<b>589.399.889</b>
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900	–	137.900	–	<b>137.900</b>
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029	–	59.707.029	–	<b>59.707.029</b>
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	65.911.763	5.272	65.917.035	<b>5.187.152</b>	<b>71.104.187</b>
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 1000 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 500 тенге	458.450.766	–	458.450.766	–	<b>458.450.766</b>
<b>Уставный капитал (тысяч тенге)</b>	696.363.445	13.180	696.376.625	<b>12.967.880</b>	<b>709.344.505</b>
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	3.823.502	–	3.823.502	–	<b>3.823.502</b>
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	298.535.145	–	298.535.145	–	<b>298.535.145</b>
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	164.779.408	13.180	164.792.588	<b>12.967.880</b>	<b>177.760.468</b>
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	2	–	2	–	<b>2</b>
Номинальной стоимостью 1000 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	–	1	–	<b>1</b>
Номинальной стоимостью 500 тенге	229.225.382	–	229.225.382	–	<b>229.225.382</b>

В 2017 году Компания выпустила 5.187.152 простых акций. В оплату данных простых акций Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения на общую сумму 12.967.879 тысяч тенге, которые ранее были признаны как дополнительный оплаченный капитал, и денежные средства в размере 1 тысячи тенге.

В 2016 году Компанией были выпущены 5.272 простых акций. В оплату данных акций Компания получила здания в городе Кызылорда на сумму 13.180 тысяч тенге и денежные средства в размере 1 тысячи тенге.

На 31 декабря 2017 года 260.159.707 простых акции были объявлены, но не выпущены (в 2016 году: 265.346.859 простых акций).

#### Дополнительный оплаченный капитал

В 2017 году Группа увеличила дополнительно оплаченный капитал на сумму 13.188.885 тысяч тенге, представляющую собой справедливую стоимость газопроводов, переданных Правительством в доверительное управление, которое является краткосрочным механизмом до даты передачи юридического права по трубопроводу Группе.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 18. КАПИТАЛ (продолжение)

#### Операции с Самрук-Казына

В 2017 году Самрук-Казына внес изменения в проспект второго выпуска облигаций, согласно которому купон по облигациям снижен с 4,00% до 0,50%. Соответственно, Компания признала модификацию задолженности, эффект от которой в размере 24.019.820 тысяч тенге был отнесен на капитал, по новым рыночным ставкам.

В 2017 году Компания предоставила Самрук-Казына дополнительный беспроцентный заём, при этом дисконт в размере 5.716.173 тысяч тенге (в 2016 году: 50.871.857 тысяч тенге), рассчитанный как разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью, Компания признала, как операции с Самрук-Казына.

#### Распределения Самрук-Казына

В 2017 году распределения Самрук-Казына включали: начисление резерва на строительство Дворца единоборств в г. Астана в сумме 5.544.234 тысячи тенге (2016: 14.275.013 тысяч тенге), результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» (дочерняя компания Группы) в сумме 5.792.675 тысяч тенге (2016 год: 5.852.146 тысяч тенге) и корректировку справедливой стоимости газопроводов, переданных в оплату выпущенных акций в сумме 514 тысяч тенге.

В 2017 году в связи с передачей Корпоративному Фонду «ТВЦ Казахстан» обязательств по реконструкции Выставочного центра в городе Москва, Компания сторнировала ранее начисленный резерв в сумме 4.458.832 тысячи тенге.

На 31 декабря 2017 года Группа признала дисконт по облигациям, выпущенным ТОО «Специализированная финансовая компания ДСФК» в составе нераспределенной прибыли в сумме 16.755.715 тысяч тенге (Примечание 1б).

#### Дивиденды

В 2017 году Компания, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК, начислила и выплатила дивиденды за 2016 год в размере 11,32 тенге за акцию на общую сумму 6.672.007 тысяч тенге и дивиденды за 2013 год в размере 66,52 тенге за акцию на общую сумму 39.206.880 тысяч тенге.

В 2017 году Группа начислила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ и КТО (дочерние организации) в размере 13.269.562 тысячи тенге. На 31 декабря 2017 года дивиденды к уплате держателям неконтрольной доли участия составили 1.850.141 тысяча тенге (на 31 декабря 2016 года: 1.862.166 тысяч тенге).

#### Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Итого активы	<b>13.388.753.337</b>	11.883.077.270
Минус: нематериальные активы	<b>115.431.414</b>	116.488.612
Минус: итого обязательства	<b>6.766.353.343</b>	5.604.806.355
<b>Чистые активы для простых акций</b>	<b>6.506.968.580</b>	6.161.782.303
Количество простых акций	<b>589.399.889</b>	584.212.737
<b>Балансовая стоимость на акцию, тенге</b>	<b>11.040</b>	10.547

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 18. КАПИТАЛ (продолжение)

#### Прибыль на акцию

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию	<b>588.967.626</b>	584.210.540
Основная и разводненная доля чистой прибыли за период	<b>0,882</b>	0,617
Основная и разводненная доля чистой прибыли от продолжающейся деятельности за период	<b>(0,458)</b>	(0,001)

#### Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	2017		2016	
		Доля	Текущая стоимость	Доля	Текущая стоимость
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	<b>36,99%</b>	779.932.098	36,98%	715.007.274
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	<b>45,37%</b>	46.577.301	45,37%	41.753.314
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	<b>10,00%</b>	42.861.526	10,00%	42.221.868
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	<b>45,37%</b>	8.698.505	45,37%	11.002.892
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	<b>45,37%</b>	705.953	45,37%	1.775.348
Rompetrol Vega	Румыния	<b>45,37%</b>	(19.743.196)	45,37%	(20.763.577)
Прочие			10.985.714		10.562.978
			<b>870.017.901</b>		<b>801.560.097</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****18. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2017 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

<i>В тысячах тенге</i>	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Refinare S.A.	Rompetrol Downstream S.R.L.	Rompetrol Vega	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.
<b>Обобщенный отчет о финансовом положении</b>						
Долгосрочные активы	771.619.013	450.725.408	219.853.770	119.373.059	21.456.147	3.417.387
Краткосрочные активы	1.562.165.394	99.864.145	213.572.571	121.460.853	9.847.562	25.180.684
Долгосрочные обязательства	(53.790.289)	(60.818.542)	(50.695.215)	(13.368.325)	(24.447.296)	(2.679.868)
Краткосрочные обязательства	(171.271.707)	(65.826.269)	(381.175.202)	(124.808.982)	(50.370.467)	(6.746.676)
<b>Итого капитал</b>	<b>2.108.722.411</b>	<b>423.944.742</b>	<b>1.555.924</b>	<b>102.656.605</b>	<b>(43.514.054)</b>	<b>19.171.527</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.328.790.313	381.083.216	849.971	56.079.304	(23.770.857)	10.473.022
Неконтрольную долю участия	779.932.098	42.861.526	705.953	46.577.301	(19.743.197)	8.698.505
<b>Обобщенный отчет о совокупном доходе</b>						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	954.505.779	222.449.953	868.442.783	402.786.476	56.963.700	65.575.792
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>195.361.299</b>	<b>65.889.883</b>	<b>(1.696.400)</b>	<b>10.744.848</b>	<b>2.060.006</b>	<b>(4.905.225)</b>
<b>Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подходного налога</b>	<b>194.983.214</b>	<b>66.003.468</b>	<b>(2.356.951)</b>	<b>10.632.091</b>	<b>2.248.922</b>	<b>(5.078.872)</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	122.875.728	59.403.121	(1.287.556)	5.808.104	1.228.541	(2.774.485)
Неконтрольную долю участия	72.107.486	6.600.347	(1.069.395)	4.823.987	1.020.381	(2.304.387)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(7.308.873)	(5.960.689)	—	—	—	—
<b>Обобщенная информация о денежных потоках</b>						
Операционная деятельность	234.062.986	98.945.565	35.473.676	20.967.248	1.223.370	(1.227)
Инвестиционная деятельность	44.736.436	(67.271.259)	(36.389.078)	(2.622.275)	(1.216.751)	2
Финансовая деятельность	(18.905.604)	(59.617.355)	(660.692)	(17.790.242)	7.389	(268)
<b>Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>259.551.871</b>	<b>(28.423.901)</b>	<b>(1.576.094)</b>	<b>554.731</b>	<b>14.008</b>	<b>(1.493)</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****18. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2016 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

<i>В тысячах тенге</i>	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Downstream S.R.L.	Rompetrol Vega	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.
<b>Обобщенный отчет о финансовом положении</b>						
Долгосрочные активы	738.093.000	426.739.640	267.716.078	119.113.167	21.101.988	4.300.369
Краткосрочные активы	1.372.383.000	112.883.363	137.535.233	80.502.620	7.633.039	22.852.248
Долгосрочные обязательства	(49.282.000)	(57.652.505)	(74.068.991)	(57.160.652)	(22.265.502)	(2.828.719)
Краткосрочные обязательства	(127.682.000)	(61.396.189)	(327.269.445)	(50.430.727)	(52.232.554)	(73.495)
<b>Итого капитал</b>	<b>1.933.512.000</b>	<b>420.574.309</b>	<b>3.912.875</b>	<b>92.024.408</b>	<b>(45.763.029)</b>	<b>24.250.403</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.218.504.726	378.352.441	2.137.527	50.271.094	(24.999.452)	13.247.511
Неконтрольную долю участия	715.007.274	42.221.868	1.775.348	41.753.314	(20.763.577)	11.002.892
<b>Обобщенный отчет о совокупном доходе</b>						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	727.154.000	207.107.815	726.258.178	247.673.492	49.722.055	–
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>131.576.000</b>	<b>67.615.565</b>	<b>(4.862.301)</b>	<b>12.978.277</b>	<b>12.529.909</b>	<b>(2.865.715)</b>
<b>Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подходного налога</b>	<b>120.368.000</b>	<b>67.963.961</b>	<b>(5.675.817)</b>	<b>2.344.256</b>	<b>4.486.614</b>	<b>(2.046.509)</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	76.087.439	61.167.565	(3.100.588)	1.280.620	2.450.950	(1.117.967)
Неконтрольную долю участия	44.280.561	6.796.396	(2.575.229)	1.063.636	2.035.664	(928.542)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(51.573)	(5.115.654)	–	–	–	–
<b>Обобщенная информация о денежных потоках</b>						
Операционная деятельность	175.322.000	90.976.610	60.338.009	12.991.805	60.117	(29.683)
Инвестиционная деятельность	(252.679.000)	(20.217.330)	(25.786.852)	(4.953.041)	(61.321)	7
Финансовая деятельность	(2.265.000)	(51.166.084)	(31.812.694)	(7.598.919)	115	(495)
<b>Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(75.219.000)</b>	<b>18.874.141</b>	<b>2.738.463</b>	<b>439.845</b>	<b>(1.089)</b>	<b>(30.171)</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 19. ЗАЙМЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	<b>3.137.181.680</b>	2.099.674.818
Средневзвешенные ставки вознаграждения	<b>6.30%</b>	7,93%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	<b>1.026.261.847</b>	972.865.152
Средневзвешенные ставки вознаграждения	<b>5.21%</b>	4,57%
	<b>4.163.443.527</b>	3.072.539.970

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Займы, выраженные в долларах США	<b>3.942.714.607</b>	2.846.125.693
Займы, выраженные в тенге	<b>220.728.920</b>	226.414.277
	<b>4.163.443.527</b>	3.072.539.970

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Текущая часть	<b>763.955.792</b>	366.438.649
Долгосрочная часть	<b>3.399.487.735</b>	2.706.101.321
	<b>4.163.443.527</b>	3.072.539.970

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов, выпущенные долговые ценные бумаги и займы составили:

Облигации	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2017	2016
Облигации ЛФБ 2008	1,6 миллиарда долларов США	2018 год	9,125%	<b>530.055.240</b>	529.821.083
Облигации ЛФБ 2010	1,5 миллиарда долларов США	2020 год	7%	<b>454.158.285</b>	453.732.442
Облигации ЛФБ 2010	1,25 миллиарда долларов США	2021 год	6,375%	<b>374.885.399</b>	375.026.800
Облигации ЛФБ 2013	2 миллиарда долларов США	2043 год	5,75%	<b>166.367.016</b>	166.991.558
Облигации ЛФБ 2013	1 миллиард долларов США	2023 год	4,4%	<b>133.839.108</b>	134.371.387
Облигации ЛФБ 2014	1 миллиард долларов США	2044 год	6,00%	<b>9.682.106</b>	9.736.418
Облигации ЛФБ 2014	0,5 миллиарда долларов США 0,750 миллиарда долларов США	2025 год	4,875%	<b>40.464.693</b>	40.558.524
Облигации ИФБ 2017	США	2027 год	4,375%	<b>251.244.525</b>	—
Облигации ЛФБ 2017	0,5 миллиарда долларов США	2022 год	3,875%	<b>166.818.793</b>	—
Облигации ЛФБ 2017	1 миллиард долларов США	2027 год	4,75%	<b>332.127.939</b>	—
Облигации ЛФБ 2017	1,25 миллиарда долларов США	2047 год	5,75%	<b>412.643.834</b>	—
Облигации КФБ 2009	120 миллиардов тенге	2019 год	6M Libor+8.5%	<b>73.636.569</b>	110.551.375
Облигации КФБ 2010	100 миллиардов тенге	2017 год	7%	—	94.483.326
Облигации ЛФБ 2017	600 миллионов долларов США	2017 год	6,375%	—	42.929.372
Прочие				<b>13.276.427</b>	13.193.743
<b>Итого</b>				<b>2.959.199.934</b>	1.971.396.028

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 19. ЗАЙМЫ (продолжение)

Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2017	2016
АО «Банк развития Казахстана»	1,1 миллиарда долларов США	2023-2025 год	4,5% + 6M Libor – 7,72%	<b>294.631.602</b>	319.055.961
The Export-Import Bank of China	1 миллиард долларов США	2027 год	6M Libor + 4,1%	<b>340.200.397</b>	245.894.740
ОАО «Сбербанк России»	400 миллионов долларов США	2024 год	12M Libor + 3,5%	<b>134.039.138</b>	134.557.235
АО «Банк развития Казахстана»	140 миллиардов тенге	2022-2027 годы	7%-10,2%	<b>115.480.135</b>	103.733.280
Займ от партнёров проекта «Жемчужина»	Финансирование доли затрат КМТ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	6M Libor + 1%	<b>87.370.787</b>	84.876.946
Синдикат банков Европейский Банк Реконструкции и Развития	200 миллионов долларов США	Возобновляемая кредитная линия	1M Libor + 2%	–	53.541.383
	68 миллиардов тенге	2023 год	3M CPI + 3,15%	<b>65.373.153</b>	46.322.433
Japan Bank for International Cooper	298 миллионов долларов США	2025 год	6M Libor + 1,10% - 4,64%	<b>62.386.497</b>	42.632.934
Займ от партнёров проект «Сатпаев»	Финансирование доли затрат КМТ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1,5%	<b>51.214.229</b>	28.128.262
АО «Народный Банк Казахстана»	70 миллиона долларов США	2018 год	5%	<b>23.315.765</b>	23.393.933
АО «Народный Банк Казахстана»	5 миллиардов тенге	2018 год	13%-15%	<b>3.137.832</b>	5.018.872
Прочие	–	–	–	<b>27.094.058</b>	13.987.963
<b>Итого</b>				<b>1.204.243.593</b>	1.101.143.942

19 апреля 2017 года Компания завершила процесс размещения еврооблигаций в рамках текущей программы выпуска среднесрочных глобальных нот объемом 10,5 миллиардов долларов США, выпущенной Компанией и Kazmunaigaz Finance Sub B.V. (дочерняя компания) общим объемом 2,75 миллиардов долларов США (эквивалентно 854.315.237 тысячам тенге). Еврооблигации были выпущены в трех сериях, в том числе: (i) 500.000 тысяч долларов США, со ставкой купона 3,875% и подлежащие погашению в 2022 году; (ii) 1.000.000 тысяч долларов США со ставкой купона 4,75% и подлежащие погашению в 2027 году; и (iii) 1.250.000 тысяч долларов США со ставкой купона 5,75% и подлежащие погашению в 2047 году.

В сентябре 2017 года АО «КазТрансГаз» (КТГ) осуществил размещение евробондов на общую сумму 750 миллионов долларов США (эквивалентно 254.760.086 тысяч тенге) со ставкой в 4,375% годовых.

10 мая 2017 год АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), дочерняя компания КТГ осуществил полное погашение еврооблигаций на сумму 131.875 тысяч долларов США (эквивалентно 41.948.009 тысяч тенге), включая начисленное вознаграждение.

В соответствии с кредитным договором КТГ в июле 2017 года получила заём от Citibank NA, VTB Bank и ING Bank в сумме 750.000 тысяч долларов США (эквивалентно 245.670.000 тысяч тенге) и полностью погасила его 29 сентября 2017 года.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 19. ЗАЙМЫ (продолжение)

В мае 2017 года соответствии с кредитным договором ИЦА получил заём от Европейского Банка Реконструкции и Развития в сумме 25.254.400 тысяч тенге (эквивалентно 80.000 тысяч долларов США).

В 2017 году ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) получил заём от АО «Народный банк Казахстана» в целях рефинансирования займа, полученного от АО «Банк Развития Казахстана» (БРК) в сумме 70.000 тысяч долларов США (эквивалентно 22.929.200 тысяч тенге) и полностью выплатила задолженность, имеющуюся по состоянию на 31 декабря 2016 года.

В 2017 году Группа получила займы от БРК в общей сумме 32.133.178 тысяч тенге и осуществила погашение займов на общую сумму 68.117.408 тысяч тенге, включая вознаграждение. Кроме того, Группа осуществила частичное погашение облигаций, выпущенных БРК, в сумме 44.100.170 тысяч тенге, включая вознаграждение.

### Изменения в обязательствах, возникающие в результате финансовой деятельности

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Сальдо на 1 января	<b>3.072.539.970</b>	3.228.868.689
Получено денежными средствами	<b>1.486.657.266</b>	282.825.891
Погашение задолженности по аккредитиву	<b>135.393.336</b>	131.700.644
Вознаграждение уплаченное	<b>(206.445.230)</b>	(187.876.330)
Выплата основного долга	<b>(596.156.305)</b>	(470.450.822)
Начисленное вознаграждение	<b>199.568.750</b>	171.351.678
Капитализированное вознаграждение	<b>26.532.343</b>	26.165.707
Дисконт	<b>(15.551.555)</b>	–
Амортизация дисконта	<b>10.927.921</b>	14.933.481
Списание обязательств	–	(62.513.395)
Пересчет валюты отчетности	<b>53.658.844</b>	(50.593.081)
Прочее	<b>(3.681.813)</b>	(11.872.492)
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	<b>4.163.443.527</b>	3.072.539.970
Текущая часть	<b>763.955.792</b>	366.438.649
Долгосрочная часть	<b>3.399.487.735</b>	2.706.101.321

В 2016 году Компания приобрела 27% долю участия в проекте «Жамбыл» у компании КС Kazakh B.V. При этом заём, предоставленный КС Kazakh B.V. на финансирование доли Компании в Проекте, был списан. В результате Компания признала доход в сумме 62.513.395 тысяч тенге (Примечание 29).

### Ковенанты (показатели)

Согласно документации по выпуску международных облигаций, Группа имеет ограничение в части принятия долговых обязательств. Так, прирост долга ограничен необходимостью соблюдения финансового коэффициента, который определяется как соотношение консолидированной чистой задолженности к совокупной сумме консолидированной прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА) с пороговым значением, равным 3,5. По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года, Группа соблюдает данное ограничительное условие.

Также, Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. Неисполнение финансовых показателей дает кредиторам право требования досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

### Хеджирование чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2017 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой. В 2017 году доход по курсовой разнице от пересчёта данных займов в сумме 67.150.614 тысяч тенге (2016 год: доходи в сумме 37.952.320 тысяч тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и были зачтены против убытка от пересчёта зарубежных подразделений.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 20. ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2016 году Группа заключила долгосрочный договор на поставку сырой нефти и сжиженного газа, предусматривающий получение предоплаты. Группа поставит в период с момента заключения договора по март 2021 года минимальный объем нефти и сжиженного газа, приблизительно равные 38 миллионам тонн и 1 миллиону тонн, соответственно.

В рамках данной операции в 2017 году Группа получила предоплату в сумме 488.536 тысяч долларов США (эквивалентно 159.301.819 тысяч тенге по курсу на дату получения) (2016: 2.966.005 тысяч долларов США или 1.012.020.000 тысяч тенге) за вычетом затрат по сделке.

Договор предусматривает определение цены на основе текущих рыночных котировок, а предоплата возмещается путём физической поставки сырой нефти и сжиженного газа.

Группа рассматривает данный договор в качестве контракта, который был заключен с целью поставки нефинансовых статей в соответствии с ожиданиями Группы требованиями продаж.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа частично погасила предоплату поставкой нефти на общую сумму 750.000 тысяч долларов США.

### 21. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Экологи- ческие обязатель- ства	Резерв по налогам	Резерв по транспортир- овке газа	Обязатель- ства по вознаграж- дениям работникам	Прочие	Итого
<b>Резерв на 31 декабря 2015 года</b>	<b>104.129.250</b>	<b>17.756.301</b>	<b>63.228.322</b>	<b>24.813.178</b>	<b>35.072.962</b>	<b>21.936.762</b>	<b>266.936.775</b>
Пересчет валюты отчетности	(365.138)	–	(9.212)	–	–	(3.740)	(378.090)
Изменение в оценке Увеличение на сумму дисконта	(18.428.561)	(3.365.970)	–	–	–	–	(21.794.531)
Резерв за год	8.158.788	1.251.920	–	–	2.608.255	39.655	12.058.618
Восстановление	1.044.732	10.187	9.274.588	–	(2.491.391)	15.584.607	23.422.723
Сторнирование неиспользованных сумм	(1.167.110)	–	(20.989.376)	(451.720)	–	(930.923)	(23.539.129)
Использование резерва	(48.750)	–	–	–	–	–	(48.750)
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>(1.779.270)</b>	<b>(1.273.771)</b>	<b>(3.457.469)</b>	<b>–</b>	<b>(2.811.727)</b>	<b>(13.569.279)</b>	<b>(22.891.516)</b>
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>91.543.941</b>	<b>14.378.667</b>	<b>48.046.853</b>	<b>24.361.458</b>	<b>32.378.099</b>	<b>23.057.082</b>	<b>233.766.100</b>
Пересчет валюты отчетности	11.125	–	15.139	–	–	(11.503)	14.761
Изменение в оценке Увеличение на сумму дисконта	(1.248.282)	(458.178)	–	(70.170)	–	62.521	(1.714.109)
Резерв за год	8.332.664	1.608.777	–	–	3.039.887	68.786	13.050.114
Восстановление	3.488.113	8.688.672	7.305.466	–	3.452.764	10.149.672	33.084.687
Использование резерва	(678.001)	–	(16.528.169)	–	–	(4.840.286)	(22.046.456)
Переводы и реклассификации	(903.225)	(1.163.683)	(11.161.919)	–	(3.090.513)	(10.294.174)	(26.613.514)
Реклассификации	–	(33.258)	–	–	–	(57.882)	(91.140)
<b>Резерв на 31 декабря 2017 года</b>	<b>100.546.335</b>	<b>23.020.997</b>	<b>27.677.370</b>	<b>24.291.288</b>	<b>35.780.237</b>	<b>18.134.216</b>	<b>229.450.443</b>

На 31 декабря 2017 года прочие резервы включали резерв на строительство Дворца единоборств в г. Астана 11.155.740 тысяч тенге (в 2016 году: 11.303.508 тысяч тенге).

Резерв по транспортировке газа относится к обязательствам Группы по возмещению убытков PetroChina. В соответствии с соглашением о займе газа у Группы существуют обязательства перед PetroChina по возмещению расходов и убытков, понесенных PetroChina в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата.

На 31 декабря 2017 года обязательства по выбытию активов включают резервы КТО и ИЦА по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель в сумме 65.139.689 тысяч тенге (2016 год: 59.539.785 тысяч тенге) (Примечание 4).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 21. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязатель- ства по выбытию активов	Экологи- ческое обязатель- ство	Резерв по налогам	Резерв по транспор- тировке газа	Обязатель- ство по вознаграж- дениям работни- кам	Прочие	Итого
<b>На 31 декабря 2017 года</b>							
Текущая часть	1.543.004	5.921.263	27.677.370	24.291.288	2.688.942	16.690.332	78.812.199
Долгосрочная часть	99.003.331	17.099.734	–	–	33.091.295	1.443.884	150.638.244
<b>Резерв на 31 декабря 2017 года</b>	<b>100.546.335</b>	<b>23.020.997</b>	<b>27.677.370</b>	<b>24.291.288</b>	<b>35.780.237</b>	<b>18.134.216</b>	<b>229.450.443</b>
<b>На 31 декабря 2016 года</b>							
Текущая часть	819.946	487.031	48.046.853	24.361.458	2.380.419	18.298.570	94.394.277
Долгосрочная часть	90.723.995	13.891.636	–	–	29.997.680	4.758.512	139.371.823
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>91.543.941</b>	<b>14.378.667</b>	<b>48.046.853</b>	<b>24.361.458</b>	<b>32.378.099</b>	<b>23.057.082</b>	<b>233.766.100</b>

Описание существенных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в *Примечании 4*.

### 22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Авансы полученные	48.632.581	30.463.723
Задолженность перед сотрудниками	54.428.090	46.867.358
Задолженность по дивидендам	1.851.512	1.862.166
Прочие	39.493.188	39.849.002
Итого прочих текущих обязательств	144.405.371	119.042.249
<b>Торговая кредиторская задолженность</b>	<b>325.120.176</b>	<b>260.137.009</b>

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
В тенге	218.724.670	210.992.037
В долларах США	100.999.516	36.935.083
В евро	672.143	219.061
В иной валюте	4.723.847	11.990.828
<b>Итого</b>	<b>325.120.176</b>	<b>260.137.009</b>

На 31 декабря 2017 и 2016 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Рентный налог на экспорт сырой нефти	27.365.236	5.189.479
Налог на добычу полезных ископаемых	26.160.637	4.488.819
Индивидуальный подоходный налог	6.580.681	5.936.494
Налог у источника выплаты с доходов нерезидентов	4.545.294	4.418.027
НДС	3.974.550	4.375.978
Акцизный налог	174.445	107.067
Прочие	10.367.348	9.498.593
	<b>79.168.191</b>	<b>34.014.457</b>

### 24. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Реализация сырой нефти, газа и продуктов переработки газа	1.568.121.307	1.040.462.377
Оплата за транспортировку	332.325.696	322.341.649
Реализация нефтепродуктов	307.968.038	293.076.283
Переработка нефти и нефтепродуктов	129.066.720	99.137.367
Банк качества сырой нефти	(21.523.472)	(19.864.051)
Прочий доход	142.876.801	122.281.731
	<b>2.458.835.090</b>	<b>1.857.435.356</b>

### 25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Сырая нефть, газ и продукты переработки газа	1.316.053.757	684.684.553
Расходы по заработной плате	293.258.611	281.672.842
Износ, истощение и амортизация	161.529.007	167.171.547
Материалы и запасы	132.338.829	102.086.971
Транспортные расходы	107.145.222	47.654.973
Налог на добычу полезных ископаемых	93.568.542	40.676.527
Прочие налоги	58.901.234	53.593.187
Электроэнергия	39.834.721	37.924.337
Ремонт и содержание	38.342.873	32.546.598
Прочие	138.930.075	113.734.484
	<b>2.379.902.871</b>	<b>1.561.746.019</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 26. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Расходы по заработной плате	<b>60.493.943</b>	55.055.626
Социальные выплаты, не включенные в расходы по заработной плате	<b>27.846.328</b>	6.249.461
Консультационные услуги	<b>14.189.627</b>	11.969.388
Износ и амортизация	<b>13.181.361</b>	6.748.431
Прочие налоги	<b>12.707.667</b>	8.195.559
НДС не взятый в зачет	<b>7.922.727</b>	1.252.092
Благотворительность	<b>1.086.187</b>	1.544.528
Резервы на обесценение торговой дебиторской задолженности	<b>1.413.805</b>	3.614.402
Резервы на обесценение долгосрочных авансов	<b>1.187.695</b>	2.000.000
Резерв на обесценение прочих текущих активов	<b>(120.475)</b>	1.867.627
Резерв на обесценение запасов	<b>1.498.700</b>	1.058.595
Обесценение НДС к возмещению	<b>(24.157.581)</b>	(3.417.616)
Резервам по налогам, штрафам и пени	<b>(4.212.497)</b>	(10.849.789)
Прочие	<b>38.973.832</b>	32.386.860
	<b>152.011.319</b>	117.675.164

### 27. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Таможенная пошлина	<b>105.302.356</b>	84.119.112
Рентный налог на экспорт сырой нефти	<b>83.182.715</b>	19.981.204
Транспортировка	<b>74.717.067</b>	67.903.136
Расходы по заработной плате	<b>6.364.942</b>	6.834.599
Износ и амортизация	<b>4.457.466</b>	6.408.306
Прочие	<b>14.502.724</b>	13.226.726
	<b>288.527.270</b>	198.473.083

### 28. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ, ИНВЕСТИЦИОННОЙ НЕДВИЖИМОСТИ И НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2017	2016
Основные средства ( <i>Примечание 7</i> )	<b>23.309.760</b>	3.250.130
Активы по разведке и оценке ( <i>Примечание 8</i> )	<b>813.448</b>	–
Инвестиционная недвижимость ( <i>Примечание 9</i> )	<b>1.518.344</b>	–
Нематериальные активы ( <i>Примечание 10</i> )	–	32.549
	<b>25.641.552</b>	3.282.679

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 29. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

#### Финансовый доход

В тысячах тенге	2017	2016
Процентный доход по вкладам в банках, займам и облигациям	79.062.673	75.638.208
Амортизация дисконта по займам от связанных сторон	39.159.971	21.378.184
Списание обязательств	–	62.513.395
Прочие	3.512.630	8.361.901
	<b>121.735.274</b>	<b>167.891.688</b>

#### Финансовые Затраты

В тысячах тенге	2017	2016
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	199.568.750	171.351.678
Обесценение банковских вкладов (Примечание 14 и 16)	18.609.753	–
Вознаграждение по договору поставки нефти	26.473.457	18.628.247
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов и экологическим обязательствам	9.941.441	9.410.708
Амортизация дисконта по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	10.927.921	14.933.481
Дисконт по активам по ставкам ниже рыночных	6.155.426	4.077.354
Прочие	23.220.716	11.981.886
	<b>294.897.464</b>	<b>230.383.354</b>

### 30. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В тысячах тенге	2017	2016
ТОО «Тенгизшевройл»	289.979.686	147.910.396
Каспийский Трубопроводный Консорциум	54.665.983	74.908.750
Мангистау Инвестмент Б.В.	49.605.030	29.766.202
ТОО «КазГерМунай»	17.713.450	5.129.532
Valseira Holdings B.V.	9.750.778	10.414.188
ТОО «КазРосГаз»	8.622.045	18.647.418
«ПетроКазахстан Инк.»	7.233.770	(15.809.732)
ТОО «Казахойл-Актобе»	(16.788.020)	(11.535.479)
КМГ Кашаган Б.В.	(10.208.354)	7.725.887
Ural Group Limited BVI	(1.877.211)	(1.577.557)
ТОО «Бейнеу-Шымкент»	(668.700)	(3.452.438)
Доли в (убытках) / прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	6.536.779	8.063.823
	<b>414.565.236</b>	<b>270.190.990</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2017 года в сумме 35.586.296 тысяч тенге (в 2016 году: 74.457.414 тысяч тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2017 года в сумме 7.705.079 тысяч тенге (в 2016 году: 2.301.839 тысяч тенге) представляет собой в основном корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2017</b>	2016
<b>Текущий подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	<b>110.916.307</b>	80.090.378
Налог на сверхприбыль	<b>5.136.675</b>	(1.128.184)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	<b>21.967.459</b>	4.637.262
<b>Отсроченный подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	<b>25.449.497</b>	45.733.941
Налог на сверхприбыль	<b>(1.275.303)</b>	15.543.024
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	<b>29.835.168</b>	18.914.716
<b>Расходы по подоходному налогу</b>	<b>192.029.803</b>	163.791.137

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2017 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2017 и 2016 годах), к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	<b>(77.627.570)</b>	163.108.149
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	<b>787.700.098</b>	357.713.188
Ставка подоходного налога	<b>20%</b>	20%
<b>Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли</b>	<b>142.014.506</b>	104.164.267
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий, облагаемая иными ставкам	<b>(39.416.094)</b>	(31.851.639)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	<b>118.322.604</b>	71.705.991
Налог на сверхприбыль	<b>3.861.372</b>	14.414.840
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	<b>4.403.939</b>	3.133.154
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	<b>(38.639.830)</b>	(916.319)
	<b>190.546.497</b>	160.650.294
<b>Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе</b>	<b>192.029.803</b>	163.791.137
<b>Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности</b>	<b>(1.483.306)</b>	(3.140.843)
	<b>190.546.497</b>	160.650.294

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчетные даты, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год Корпоративный подходный налог	2017 год Налог на сверхприбыль	2017 год Налог у источника	2017 год Итого	2016 год Корпоративный подходный налог	2016 год Налог на сверхприбыль	2016 год Налог у источника	2016 год Итого
<b>Активы по отсроченному налогу</b>								
Основные средства	39.746.752	(2.213.776)	–	37.532.976	37.366.506	(1.899.726)	–	35.466.780
Перенесенные налоговые убытки	445.661.327	–	–	445.661.327	430.057.756	–	–	430.057.756
Начисленные обязательства в отношении работников	7.016.794	233.019	–	7.249.813	6.801.380	46.020	–	6.847.400
Обесценение финансовых активов	4.177	–	–	4.177	–	–	–	–
Обязательство за загрязнение окружающей среды	4.249.110	217.257	–	4.466.367	3.563.499	245	–	3.563.744
Прочие	36.961.737	1.344.719	–	38.306.456	27.424.474	162.597	–	27.587.071
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(443.527.871)	–	–	(443.527.871)	(404.888.041)	–	–	(404.888.041)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(24.557.468)	–	–	(24.557.468)	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)
<b>Активы по отсроченному налогу</b>	<b>65.554.558</b>	<b>(418.781)</b>	<b>–</b>	<b>65.135.777</b>	<b>73.599.897</b>	<b>(1.690.864)</b>	<b>–</b>	<b>71.909.033</b>
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>								
Основные средства	117.769.984	15.712.243	–	133.482.227	102.407.438	15.716.011	–	118.123.449
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	202.962.639	202.962.639	–	–	173.127.471	173.127.471
Прочее	125.648	–	–	125.648	74.735	–	–	74.735
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(24.557.468)	–	–	(24.557.468)	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>	<b>93.338.164</b>	<b>15.712.243</b>	<b>202.962.639</b>	<b>312.013.046</b>	<b>75.756.496</b>	<b>15.716.011</b>	<b>173.127.471</b>	<b>264.599.978</b>
<b>Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу</b>	<b>27.783.606</b>	<b>16.131.024</b>	<b>202.962.639</b>	<b>246.877.269</b>	<b>2.156.599</b>	<b>17.406.875</b>	<b>173.127.471</b>	<b>192.690.945</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2017 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 443.527.871 тысяча тенге (в 2016 году: 404.888.041 тысяча тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2017 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год Корпоративный подоходный налог	2017 год Налог на сверхприбыль	2017 год Налог у источника	2017 год Итого	2016 год Корпоративный подоходный налог	2016 год Налог на сверх- прибыль	2016 год Налог у источника	2016 год Итого
<b>Сальдо на 1 января</b>	<b>2.156.599</b>	<b>17.406.875</b>	<b>173.127.471</b>	<b>192.690.945</b>	(44.648.144)	1.863.851	154.212.755	111.428.462
Пересчет валюты отчетности	35.406	(548)	–	34.858	258.403	–	–	258.403
Прекращенная деятельность	–	–	–	–	5.159	–	–	5.159
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	<b>25.591.601</b>	<b>(1.275.303)</b>	<b>29.835.168</b>	<b>54.151.466</b>	46.541.181	15.543.024	18.914.716	80.998.921
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	<b>27.783.606</b>	<b>16.131.024</b>	<b>202.962.639</b>	<b>246.877.269</b>	2.156.599	17.406.875	173.127.471	192.690.945

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов:

		Задолжен- ность связанных сторон	Задолжен- ность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолжен- ность по займам связанным сторонам
<i>В тысячах тенге</i>					
Компании, входящие в Самрук-Казына	2017	289.084.327	1.703.093	53.959	–
	2016	250.189.225	1.755.168	227.330	–
Ассоциированные компании	2017	154.953.597	3.747.640	–	–
	2016	196.364.723	6.519.184	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	2017	–	8.752.609	2.675.566	489.948.733
	2016	–	8.783.316	308.652	539.518.308
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2017	556.563.795	194.182.312	–	–
	2016	426.310.101	148.065.653	–	–

#### *Задолженность связанных сторон*

В 2017 году, Компания предоставила дополнительный беспроцентный займ Самрук-Казына в сумме 47.019.835 тысяч тенге. Разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью в сумме 5.716.173 тысячи тенге Компания признала как распределение Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

По состоянию на 31 декабря 2017 года изменения в задолженности ассоциированных компаний в основном связаны с выплатой начисленных процентов на право требования по «Казахстанскому векселю» в сумме 35.142.983 тысячи тенге.

По состоянию на 31 декабря 2017 года рост задолженности совместных предприятий в основном связан с предоставлением дополнительного беспроцентного займа ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» в сумме 136.962.378 тысяч тенге и уменьшением торговой кредиторской задолженности за поставленные товары и оказанные услуги ТОО «Тенгизшевройл» и ТОО «Азиатский Газопровод» в сумме 14.765.262 тысячи тенге и 1.528.599 тысяч тенге, соответственно.

#### *Задолженность связанным сторонам*

По состоянию на 31 декабря 2017 года задолженность за приобретенные товары и услуги ТОО «Азиатский Газопровод», ТОО «Тенгизшевройл», АО «Мангистаумунайгаз» и ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» на сумму 13.877.072 тысячи тенге, 13.456.982 тысячи тенге, 3.445.528 тысяч тенге и 10.415.360 тысяч тенге, соответственно (2016 год: 13.277.218 тысяч тенге, 14.256.155 тысяч тенге, 39.831 тысяча тенге и 46.509.577 тысяч тенге, соответственно).

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

#### Задолженность по займам связанным сторонам

В 2017 году Группа осуществила погашение займов и облигаций БРК на общую сумму 112.217.578 тысяч тенге, включая вознаграждение.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течение 2017 и 2016 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	2017	66.161.168	29.896.957	28.364.559	–
	2016	64.283.484	28.166.784	14.325.455	4.089.541
Ассоциированные компании	2017	9.597.880	38.647.833	10.413.919	–
	2016	25.429.144	61.467.268	13.417.271	4.379.044
Прочие контролируемые государством стороны	2017	–	2.942.341	–	25.694.310
	2016	–	4.764.444	–	25.424.702
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2017	318.154.537	1.000.163.766	25.869.046	10.769.061
	2016	303.010.916	624.153.438	26.462.248	4.917.734

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в Самрук-Казына, с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казахтелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (электричество), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). Также, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в Самрук-Казына, ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

#### Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, включая ключевой управленческий персонал дочерних предприятий, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 9.022.125 тысяч тенге и 9.797.411 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, денежные средства и краткосрочные вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

#### Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов.

#### Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения обменных курсов доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США.

В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанный с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США или/и нефинансовых активов и финансовых обязательств.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их незначительности для консолидированных результатов деятельности Группы.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
<b>2017</b>	<b>+10%</b>	<b>(96.952.960)</b>
	<b>-10%</b>	<b>96.952.960</b>
2016	+13%	(118.409.921)
	-13%	118.409.921

#### Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой.

Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Рыночный риск (продолжение)

##### Риск изменения процентных ставок (продолжение)

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
<b>2017 год</b>	<b>+0.70</b>	<b>(6.775.665)</b>
ЛИБОР	-0.08	762.459
 2016 год		
ЛИБОР	+0.60	(5.598.880)
	-0.08	746.405

#### Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 17*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, займы и векселя к получению и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 11 и 17) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг <sup>1</sup>		2017	2016
		2017	2016		
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	BB(отрицательный)	622.826.562	716.187.314
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ	Япония	A (стабильный)	A(стабильный)	464.530.245	–
Mizuho Bank Ltd	Япония	A (стабильный)	A(стабильный)	373.029.697	–
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Япония	A (позитивный)	A(позитивный)	–	287.848.285
HSBC	Великобритания	AA-(стабильный)	AA-(стабильный)	113.090.248	166.649.716
BNP Paribas	Великобритания	(стабильный)	A(стабильный)	161.740.102	166.295.295
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (негативный)	B-(негативный)	78.656.996	165.771.106
SOCIETE GENERALE	Switzerland	A (стабильный)	A(стабильный)	164.779.167	162.461.529
Societe Generale	Великобритания	A (стабильный)	A(стабильный)	314.733.898	–
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A(стабильный)	170.353.494	161.907.378
Сбербанк России	Казахстан	BB+ (позитивный)	BBB-	23.148.486	63.718.200
Алтын Банк	Казахстан	BB(позитивный)	BB(стабильный)	21.965.792	45.247.477
РБК Банк	Казахстан	CCC+(негативный)	B-(стабильный)	10	29.919.368
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A (стабильный)	A(стабильный)	39.338.017	25.472.932
Citibank	Великобритания	A+ (стабильный)	A(стабильный)	46.678.682	19.984.012
Citibank	Казахстан	A+ (стабильный)	A+(стабильный)	2.032.358	12.509.234
Citibank	ОАЭ	A+ (стабильный)	A(стабильный)	50.034.359	–
Delta Банк	Казахстан	D	CCC+(развивающийся)	–	11.984.344
Deutsche Bank	Нидерланды и Великобритания	A- (негативный)	BBB+(позитивный)	88.990.995	10.935.579
Rabobank	Нидерланды	A+ (positive)	A+(stable)	81.922.668	21.905.818
ABN Amro Bank	Нидерланды	A (positive)	A(stable)	33.354.442	–
АТФ Банк	Казахстан	B (негативный)	B(стабильный)	5.301.656	9.707.001
Цесна Банк	Казахстан	B+ (негативный)	B+(стабильный)	1.140.857	2.818.521
Форте Банк	Казахстан	B (позитивный)	B(стабильный)	3.723.436	2.166.169
Банк Центр Кредит	Казахстан	B (стабильный)	B(стабильный)	1.946	1.289.220
Евразийский Банк	Казахстан	B (негативный)	B(стабильный)	40.845	614.348
Прочие банки				14.381.113	24.175.948
				<b>2.875.796.071</b>	<b>2.109.568.794</b>

Постоянная поддержка со стороны государственных органов Республики Казахстан является ключевым допущением в выводах руководства о том, что не требуется создание резервов на обесценение, и основывается на анализе руководством всей имеющейся информации на дату утверждения консолидированной финансовой отчетности.

<sup>1</sup> Источник: Интерфакс – Казахстан, Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
<b>На 31 декабря 2017 года</b>						
Займы	64.747.057	80.704.232	866.153.813	2.199.515.008	2.809.218.719	6.020.338.829
Финансовая гарантия	–	1.422.943	4.268.829	35.591.168	64.859.263	106.142.203
Торговая кредиторская задолженность	82.376.645	168.111.759	82.358.616	–	–	332.847.020
	<b>147.123.702</b>	<b>250.238.934</b>	<b>952.781.258</b>	<b>2.235.106.176</b>	<b>2.874.077.982</b>	<b>6.459.328.052</b>
<b>На 31 декабря 2016 года</b>						
Займы	77.329.131	7.427.151	401.808.523	2.659.303.198	1.148.165.669	4.294.033.672
Финансовая гарантия	–	–	5.692.025	91.072.398	142.300.622	239.065.044
Торговая кредиторская задолженность	119.638.134	118.852.271	40.736.206	–	–	279.226.611
	<b>196.967.265</b>	<b>126.279.422</b>	<b>448.236.754</b>	<b>2.750.375.596</b>	<b>1.290.466.291</b>	<b>4.812.325.327</b>

\* Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании (Примечание 19), в виду неопределенности наступления сроков погашения.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)****Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости**

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

*В тысячах тенге*

	2017				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	18.342.494	21.807.281	–	21.807.281	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	3.137.181.680	3.230.351.979	2.996.477.908	233.874.071	–
Финансовая Гарантия	11.937.863	11.937.863	–	11.937.863	–
Инвестиционная недвижимость	27.423.225	30.263.855	–	30.263.855	–

*В тысячах тенге*

	2016				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	42.123.003	63.663.823	–	63.663.823	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	2.099.674.818	2.250.517.072	1.945.130.199	305.386.873	–
Финансовая Гарантия	13.471.461	13.471.461	–	13.471.461	–
Инвестиционная недвижимость	29.480.044	29.987.922	–	29.987.922	–

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и займов с фиксированной ставкой вознаграждения были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам. В течение 2017 года перемещений справедливой стоимости по уровням оценки между Уровнем 1 и Уровнем 2 не производилось.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения	
			2017	2016
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Разведка и добыча	Казахстан	<b>63.01%</b>	63.02%
АО «КазТрансГаз» («КТГ»)	Транспортировка газа	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
АО «КазТрансОйл»	Транспортировка нефти	Казахстан	<b>90%</b>	90%
АО «КазМунайГаз» («КМГ ПМ»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Казахстан	–	100.00%
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»	Переработка	Казахстан	<b>99.53%</b>	–
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»	Переработка	Казахстан	<b>100.00%</b>	–
ТОО «КазМунайГаз Онимдери»	Реализация нефтепродуктов	Казахстан	<b>100.00%</b>	–
ТОО «КазМунайТениз» («КМТ»)	Разведка и добыча	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (КМГС)	Сервисные проекты	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.»	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	<b>100.00%</b>	100.00%
«KMG International N.V.» («KMG I»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО "КМГ Карачаганак"	Разведка и добыча	Казахстан	<b>100.00 %</b>	100.00 %
ТОО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «KMG Drilling&Services»	Услуги по бурению	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%

В декабре 2017 года в соответствии с Постановлением Правительства РК Компания провела реорганизацию КМГ ПМ путем присоединения к Компании.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

#### Операционная среда

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

#### Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном, сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличении в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

#### Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая подходов к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2017 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2017 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

#### *Комплексная налоговая проверка КМГ РД за 2009-2012 годы*

11 декабря 2017 года было выдано окончательное решение Верховного Суда, касающееся обжалования КМГ РД результатов налоговой проверки за налоговый период с 2009 года по 2012 год, в результате чего окончательная сумма доначисления за период 2009-2012 годов составила 6.534.000 тысяч тенге, что включало в себя основную сумму, штрафы и пени. Соответственно, в настоящей финансовой отчетности была сторнирована оставшаяся сумма налогового резерва в размере 7.031.000 тысяч тенге.

#### *НДС к возмещению КМГ РД*

В мае и июне 2017 года АО «Эмбаунайгаз» и АО «Озенмунайгаз» были получены акты налоговых проверок за период с 2012 года по 2015 год, которые подтвердили право на возмещение НДС к возмещению на суммы в размере 4.033.000 тысяч тенге и 26.073.000 тысяч тенге, соответственно. Суммы в размере 2.053.000 тысяч тенге и 2.006.000 тысяч тенге не были подтверждены к возмещению актами налоговых проверок АО «Эмбаунайгаз» и АО «Озенмунайгаз», соответственно.

В данной консолидированной финансовой отчетности Группа сторнировала 30.106.000 тысяч тенге ранее начисленного резерва по НДС. Остаток резерва по НДС на 31 декабря 2017 года составляет 10.668.000 тысяч тенге.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
(продолжение)****35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Контроль по трансфертному ценообразованию**

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки.

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый опыт применения. Более того, закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки.

В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2017 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2017 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

**Проверки возмещаемых затрат**

В соответствии с основными принципами соглашения о разделе продукции («СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещения затрат проведенных до 31 декабря 2017 года, определенные затраты классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря, 2017 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 242.915.341 тысяча тенге (2016 год: 201.091.569 тысяч тенге). Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

**Судебные разбирательства ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP"**

KMG D&S (дочерняя организация Группы) вовлечена в арбитражное разбирательство с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP" (далее - "Консорциум" или "Истцы") по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ), заявление по которому подано Консорциумом в Лондонский международный арбитражный суд. В резолютивной части Иска указаны следующие требования Истца:

- признание изменения проекта вследствие изменений требований регулирующих органов, увеличение стоимости Договора вследствие таких изменений, возмещение вытекающих убытков;
- продление сроков поставки СПБУ в связи с допустимыми задержками;
- признание просрочки подписания актов выполненных работ и оплаты стоимости ключевых этапов строительства СПБУ 5,6,7 и взыскание неустойки по просроченным платежам.
- компенсация ущерба, вытекающего из увеличения стоимости Договора, нарушения Договора, а также валютных корректировок и дополнительных расходов Консорциума.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Судебные разбирательства ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP" (продолжение)

В 2017 году Консорциум увеличил сумму иска до 192.114 тысяч долларов США (эквивалентно 63.845.287 тысяч тенге).

Группа с предъявленными требованиями не согласна и по завершении анализа иска приступит к формированию доводов защиты. Для защиты интересов Группой привлечены юридические и технические консультанты, независимые эксперты.

Существует неопределенность касательно результата судебного разбирательства. На 31 декабря 2017 года Группа не признала резерв по данному иску.

#### Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребностью внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2017 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 5.407.526 тонн сырой нефти (в 2016 году: 3.236.644 тонн), включая совместные предприятия на внутренний рынок.

#### Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2018	152.970.780	11.025.197
2019	17.589.628	5.460.210
2020	7.379.090	5.810.346
2021	3.001.137	4.144.631
2022-2048	9.805.472	15.386.914
<b>Итого</b>	<b>190.746.107</b>	<b>41.827.298</b>

#### Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2017 года обязательства Группы по договору поставки нефти составили 28,7 миллионов тонн (2016: 28,1 миллион тонн), включая обязательства совместного предприятия.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**(продолжение)**

---

**35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Прочие контрактные обязательства**

По состоянию на 31 декабря 2017 года у Группы, включая совместные предприятия, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 684.856.470 тысяч тенге (2016: 1.100.442.105 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2017 у Группы имелись обязательства в общей сумме 125.333.073 тысячи тенге (2016: 151.079.503 тысячи тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики Республики Казахстан и Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан и направленных на капитальное строительство / капитальный ремонт / диагностику производственных объектов.

**Нефинансовые гарантии**

На 31 декабря 2017 и 2016 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных сторон по договорам на куплю-продажу природного газа, транспортировку и прочим договорам. На отчетную дату руководство Группы считает, что не было случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****36. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ**

Руководство Группы анализирует сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по валовой прибыли и чистой прибыли. Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки.

Деятельность Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2017 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	114.153.662	199.081.114	522.205.420	1.525.574.911	97.819.983	–	2.458.835.090
Доход от реализации другим сегментам	981.455.736	50.139.885	30.382.814	378.119.454	44.584.007	(1.484.681.896)	–
<b>Итого доходов</b>	<b>1.095.609.398</b>	<b>249.220.999</b>	<b>552.588.234</b>	<b>1.903.694.365</b>	<b>142.403.990</b>	<b>(1.484.681.896)</b>	<b>2.458.835.090</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>581.444.903</b>	<b>102.296.291</b>	<b>126.241.522</b>	<b>126.823.754</b>	<b>(2.647.908)</b>	<b>(855.226.343)</b>	<b>78.932.219</b>
Финансовый доход	30.635.494	7.050.351	15.710.022	52.357.842	102.854.450	(86.872.885)	121.735.274
Финансовые затраты	(15.996.844)	(5.241.821)	(35.846.120)	(88.515.042)	(224.664.707)	75.367.070	(294.897.464)
Износ, истощение и амортизация	(69.207.237)	(31.696.855)	(30.456.725)	(37.973.497)	(12.544.828)	–	(181.879.142)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(1.463.939)	(51.710)	(326.705)	(15.339.255)	(8.459.943)	–	(25.641.552)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	337.552.519	57.373.362	7.988.655	10.338.986	1.311.714	–	414.565.236
Расходы по подоходному налогу	(107.279.249)	(19.633.566)	(24.678.324)	(17.926.627)	(22.512.037)	–	(192.029.803)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>295.007.049</b>	<b>124.319.958</b>	<b>46.797.287</b>	<b>125.666.735</b>	<b>(77.130.767)</b>	<b>4.865.769</b>	<b>519.526.031</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.503.893.511	208.816.622	52.561.936	41.381.920	3.697.352	–	3.810.351.341
Капитальные затраты	135.198.715	74.873.446	140.487.481	260.039.531	26.594.379	–	637.193.552
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(4.390.424)	(4.288.838)	(9.231.998)	(5.327.690)	(13.201.216)	–	(36.440.166)
<b>Активы сегмента</b>	<b>6.542.104.710</b>	<b>904.925.698</b>	<b>1.444.619.613</b>	<b>3.624.699.943</b>	<b>2.363.946.296</b>	<b>(1.491.542.923)</b>	<b>13.388.753.337</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>629.755.726</b>	<b>186.128.956</b>	<b>760.480.222</b>	<b>2.743.729.400</b>	<b>3.878.415.567</b>	<b>(1.432.156.528)</b>	<b>6.766.353.343</b>

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****36. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)**

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	112.656.378	188.176.142	483.593.658	992.583.481	80.425.697	–	1.857.435.356
Доход от реализации другим сегментам	739.286.768	45.849.567	18.364.837	58.996.031	42.593.080	(905.090.283)	–
<b>Итого доходов</b>	<b>851.943.146</b>	<b>234.025.709</b>	<b>501.958.495</b>	<b>1.051.579.512</b>	<b>123.018.777</b>	<b>(905.090.283)</b>	<b>1.857.435.356</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>419.643.185</b>	<b>97.474.945</b>	<b>153.714.720</b>	<b>132.766.007</b>	<b>(10.017.778)</b>	<b>(497.891.742)</b>	<b>295.689.337</b>
Финансовый доход	33.625.179	9.138.097	14.200.584	31.912.152	137.722.140	(58.706.464)	167.891.688
Финансовые затраты	(13.229.134)	(4.829.755)	(27.210.248)	(45.814.320)	(194.230.327)	54.930.430	(230.383.354)
Износ, истощение и амортизация	(77.003.750)	(31.799.193)	(28.652.432)	(34.080.013)	(9.057.477)	–	(180.592.865)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(1.134.659)	(679.061)	1.575.152	(51)	(3.044.060)	–	(3.282.679)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	163.204.602	79.407.009	15.191.245	10.839.301	1.548.833	–	270.190.990
Расходы по подоходному налогу	(76.672.148)	(13.941.937)	(26.531.702)	(19.297.752)	(27.347.598)	–	(163.791.137)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>285.204.844</b>	<b>149.302.835</b>	<b>95.731.109</b>	<b>564.774.494</b>	<b>(697.184.832)</b>	<b>(37.657.407)</b>	<b>360.171.043</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.440.284.418	149.567.256	80.723.711	31.350.162	4.351.263	–	3.706.276.810
Капитальные затраты	147.284.800	42.612.060	88.851.035	233.253.447	42.140.785	–	554.142.127
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(19.786.389)	(2.470.383)	(8.329.262)	(5.933.387)	(2.196.200)	–	(38.715.621)
<b>Активы сегмента</b>	<b>6.210.069.721</b>	<b>831.909.870</b>	<b>1.295.190.723</b>	<b>3.459.862.728</b>	<b>1.682.382.885</b>	<b>(1.596.338.657)</b>	<b>11.883.077.270</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>529.270.606</b>	<b>164.038.032</b>	<b>663.338.007</b>	<b>2.693.298.363</b>	<b>3.089.738.401</b>	<b>(1.534.877.054)</b>	<b>5.604.806.355</b>

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
(продолжение)**

---

**37. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ**

8 декабря 2017 года РД КМГ объявил о запуске условного тендерного предложения (далее – Тендерное предложение) на выкуп всех своих находящихся в обращении ГДР по цене 14,00 долл. США за одну ГДР. По результатам внеочередного общего собрания, состоявшего 22 января 2018 года, тендерное предложение стало безусловным во всех отношениях. 23 января 2018 года РД КМГ объявил о начале безусловного предложения о выкупе всех своих обыкновенных акций (далее – Предложение по акциям), размещенных на KASE по цене 84,00 долларов США за обыкновенную акцию, подлежащую оплате в тенге. 19 февраля 2018 года было выполнено Предложение по акциям, в результате чего РД КМГ приобрел в общей сложности 72.788.984 ГДР на внебиржевой основе, а также 61.281.070 ГДР на Казахстанской фондовой бирже и 320.688 простых акций. Также, РД КМГ выкупил 95.761 привилегированных акций от привилегированных акционеров, которые с 8 декабря 2017 года по 8 января 2018 года реализовали Право в отношении опциона пут, возникшего при объявлении Тендерного предложения. Таким образом, Компания и РД КМГ владеют 47.194.539 простых акций и 134.781.116 ГДР, что приблизительно составляет 99,2% выпущенных простых акций, а также 2.168.908 привилегированных акций.

19 января 2018 года Компания произвела частичный выкуп облигаций АО «Банк Развития Казахстана» в сумме 17.197.293 тысячи тенге.

26 января 2018 года ТОО «КазРосГаз» осуществило выплату дивидендов в пользу Компании в сумме 14.180.747 тысяч тенге.

22 января 2018 года АНПЗ выплатил основной долг и вознаграждение по займам, полученным от БРК в сумме 20.641.777 тысяч тенге и 8.727.381 тысяч тенге, соответственно.

**АО «Национальная Компания  
«КазМунайГаз»**

Консолидированная финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2016 года  
с отчётом независимых аудиторов*

**СОДЕРЖАНИЕ**

---

	Стр.
Отчёт независимых аудиторов	
<b>Консолидированная финансовая отчётность</b>	
Консолидированный отчёт о финансовом положении .....	1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе .....	3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств .....	5-7
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале .....	8-9
Примечания к консолидированной финансовой отчётности .....	10-98

## **Заклучение независимого аудитора**

Акционерам и руководству АО «Национальная компания «Казмунайгаз»

### **Мнение**

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная компания «Казмунайгаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечания к консолидированной финансовой отчётности, в том числе информацию о существенных аспектах учётной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Группы на 31 декабря 2016 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО).

### **Основание для выражения мнения**

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

### **Ключевые вопросы аудита**

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчётности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчётности в целом и при формировании нашего мнения об этой консолидированной финансовой отчётности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего заключения, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчётности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

### **Обесценение долгосрочных активов**

Мы считаем, что данный вопрос является одним из самых значимых в аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестиций в нефтегазодобывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчётности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность недавнего падения цен на нефть, девальвации тенге, увеличения инфляции и стоимости заимствования и неопределенность в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Группы и может потенциально привести к обесценению активов Группы.

Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи.

Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчёта возмещаемой стоимости, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчёте возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами.

Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями.

Мы проверили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности.

Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчётности.

### **Прекращённая деятельность**

15 декабря 2016 года Группа подписала договор на продажу 51% доли («ДКПД») в «KMG International NV» («KMG»), дочерней организации Группы. Завершение ДКПД зависит от исполнения определённых условий до 31 мая 2017 года. Если условия не будут соблюдены до этой даты, но существует разумно обоснованная вероятность того, что они будут соблюдены в разумный период после этой даты, стороны могут продлить такую дату. Мы уделили особое внимание этому вопросу из-за неопределённости завершения продажи 51% доли в KMG и суждения, требующегося для оценки того, является ли продажа высоковероятной. Такая оценка влияет на учет и представление активов KMG, классифицированных как удерживаемые для продажи, и обязательств, непосредственно связанных с ними, и результатов прекращённой деятельности, которые являются существенными для консолидированной финансовой отчётности.

Мы сосредоточились на анализе критериев классификации активов, как удерживаемых для продажи, и операций, как прекращённых. Мы изучили ДКПД и получили оценку руководства статуса соблюдения условий, предшествующих сделке. Мы проверили оценку руководства справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу активов и обязательств KMG, которая основана на условиях ДКПД.

Информация, о прекращённой деятельности, раскрывается в Примечании 5 к консолидированной финансовой отчётности; описание учётной политики и основных суждений и оценок приводится в Примечаниях 3 и 4 к консолидированной финансовой отчётности.

### ***Соблюдение договорных условий (показателей) кредитных соглашений***

В соответствии с условиями кредитных соглашений по определенным займам и выпущенным облигациям, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые показатели на определенном уровне. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объемов торговли, выручки и прибыли, на которые влияют низкие цены на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях. В ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к значительным штрафам и пени, наряду с дефицитом финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по соглашениям Группы с кредитными учреждениями и по документации по выпуску облигаций. Соблюдение финансовых показателей является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчетности, а также на классификацию процентных обязательств в консолидированном отчете о финансовом положении.

Мы изучили условия соглашений с кредитными учреждениями и документацию по выпуску облигаций, а также проверили расчеты по соблюдению требований по финансовым показателям.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в примечании 20 к консолидированной финансовой отчетности.

### ***Прочая информация, включённая в Годовой отчет Группы за 2016 год***

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2016 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение по ней.

Ответственность за прочую информацию несет руководство. Ожидается, что мы получим Годовой отчет Группы за 2016 год после выпуска настоящего аудиторского заключения.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность, в какой-либо форме, в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности, наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией, указанной выше, когда она становится доступна, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

### ***Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность***

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО, а также за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несёт ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить её деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по Аудиту несёт ответственность за надзор за процессом подготовки консолидированной финансовой отчетности Группы.

### **Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности**

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчётность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчётности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Мы также:

- ▶ Выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчётности вследствие недобросовестных действий или ошибки, планируем и выполняем процедуры аудита, а также получаем аудиторские доказательства, которые являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля.
- ▶ Получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы.
- ▶ Оцениваем надлежащий характер применяемой учётной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- ▶ Делаем вывод о правомерности применения руководством принципа непрерывной деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределённость в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы сделаем вывод о наличии существенной неопределённости, мы обязаны обратить внимание в нашем аудиторском заключении на соответствующие раскрытия информации в консолидированной финансовой отчётности или, если эти раскрытия недостаточные, изменить наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Будущие события или условия могут однако привести к тому, что Группа прекратит свою деятельность на основе принципа непрерывности.
- ▶ Проводим оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом, её структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчётность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- ▶ Получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций или хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчётности. Мы несём ответственность за направление, контроль и исполнение аудита группы. Мы остаёмся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы доводим до сведения Комитета по аудиту, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита. Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих опросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на нашу независимость, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем заключении, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнёр, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущено настоящее заключение независимого аудитора - Гульмира Турмагамбетова.

*Ernst & Young LLP*



Гульмира Турмагамбетова  
Аудитор / Генеральный директор  
ТОО «Эрнст энд Янг»

Квалификационное свидетельство аудитора  
№0000374 от 21 февраля 1998 года

050060, Казахстан, г. Алматы  
пр. Аль-Фараби, 77/7

10 марта 2017 года



Государственная лицензия на занятие  
аудиторской деятельностью на территории  
Республики Казахстан серии МФЮ-2 №  
0000003, выданная Министерством финансов  
Республики Казахстан 15 июля 2005 года

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ**

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2016 года	2015 года (пересчитано)*
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	8	2.953.135.665	2.661.342.684
Активы по разведке и оценке	9	231.553.168	208.526.063
Инвестиционная недвижимость	10	29.480.044	29.260.917
Нематериальные активы	11	116.488.612	119.945.371
Долгосрочные банковские вклады	12	50.027.102	48.808.421
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	13	3.706.276.810	3.422.939.745
Актив по отсроченному налогу	32	71.909.033	107.481.291
НДС к возмещению		71.918.992	42.455.417
Авансы за долгосрочные активы		139.185.121	133.734.033
Облигации к получению от Самрук-Казына		37.683.003	37.400.972
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14	16.695.758	21.602.249
Вексель к получению от ассоциированной компании		34.837.804	42.319.688
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	17	476.777.932	433.410.880
Прочие долгосрочные активы		20.687.850	26.259.148
		<b>7.956.656.894</b>	<b>7.335.486.879</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	15	98.776.900	125.709.383
НДС к возмещению		68.719.671	88.931.793
Предоплата по подоходному налогу	32	74.457.414	60.482.541
Торговая дебиторская задолженность	16	279.811.631	95.499.391
Краткосрочные банковские вклады	12	1.182.669.493	947.909.540
Облигации к получению от Самрук-Казына		4.440.000	4.440.000
Заем и дебиторская задолженность от связанных сторон	17	113.616.133	113.045.841
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14	17.617.100	8.821.698
Прочие текущие активы	16	149.079.608	93.123.601
Денежные средства и их эквиваленты	18	878.438.350	770.003.517
		<b>2.867.626.300</b>	<b>2.307.967.305</b>
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	5	1.058.794.076	1.066.203.474
		<b>3.926.420.376</b>	<b>3.374.170.779</b>
<b>ИТОГО АКТИВОВ</b>		<b>11.883.077.270</b>	<b>10.709.657.658</b>

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)**

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2016 года	2015 года (пересчитано)*
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Капитал</b>			
Уставный капитал	19	696.376.625	696.363.445
Дополнительный оплаченный капитал	19	243.655.405	243.655.405
Прочий капитал		222.074	3.110.573
Резерв от пересчета валюты отчетности	19	1.372.771.521	1.405.325.707
Нераспределённая прибыль		3.163.685.193	2.988.542.754
<b>Относящийся к акционерам материнской компании</b>		<b>5.476.710.818</b>	<b>5.336.997.884</b>
<b>Неконтрольная доля участия</b>	19	<b>801.560.097</b>	<b>753.179.913</b>
<b>Итого капитала</b>		<b>6.278.270.915</b>	<b>6.090.177.797</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Займы	20	2.706.101.321	2.932.323.037
Резервы	22	139.371.823	150.427.821
Обязательство по отсроченному налогу	32	264.599.978	218.909.753
Финансовая гарантия		12.259.980	8.038.985
Предоплата по договорам поставки нефти	21	738.572.306	-
Прочие долгосрочные обязательства		52.509.205	23.226.111
		<b>3.913.414.613</b>	<b>3.332.925.707</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Займы	20	366.438.649	296.545.652
Резервы	22	94.394.277	116.508.954
Подходный налог к уплате	32	2.301.839	4.114.767
Торговая кредиторская задолженность	23	260.137.009	174.237.185
Прочие налоги к уплате	24	34.014.457	40.015.053
Финансовая гарантия		1.211.481	1.121.173
Предоплата по договорам поставки нефти	21	249.967.500	-
Прочие текущие обязательства	23	119.042.249	145.204.352
		<b>1.127.507.461</b>	<b>777.747.136</b>
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	5	563.884.281	508.807.018
<b>Итого обязательств</b>		<b>5.604.806.355</b>	<b>4.619.479.861</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>		<b>11.883.077.270</b>	<b>10.709.657.658</b>
<b>Балансовая стоимость одной акции</b>	19	<b>10.547</b>	<b>10.219</b>

\* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2015 год, поскольку отражают произведенные корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 6.

Исполнительный вице-президент-финансовый директор

Главный бухгалтер

  
Д.С. Карабаев  
Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ**

<i>В тысячах тенге</i>		<b>За годы, закончившиеся 31 декабря</b>	
	Прим.	2016 года	2015* года (пересчитано)
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	25	1.857.435.356	1.093.805.922
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	26	(1.561.746.019)	(1.090.380.226)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>295.689.337</b>	<b>3.425.696</b>
Общие и административные расходы	27	(117.675.164)	(211.223.843)
Расходы по транспортировке и реализации	28	(198.473.083)	(195.320.579)
Обесценение основных средств и нематериальных активов	29	(3.282.679)	(67.125.848)
Обесценение гудвилла	29	-	(11.922.192)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		(5.620.831)	(3.580.092)
Прочий операционный доход		19.429.680	21.692.072
Прочий операционный убыток		(14.821.567)	(19.529.597)
<b>Убыток от операционной деятельности</b>		<b>(24.754.307)</b>	<b>(483.584.383)</b>
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто		(12.894.441)	469.508.889
Финансовый доход	30	167.891.688	172.979.474
Финансовые затраты	30	(230.383.354)	(198.337.046)
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	13	(5.503.379)	(9.342.198)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи		(92.601)	(85.744)
Обесценение займов выданных	17	(1.346.447)	(10.969.792)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	31	270.190.990	112.807.416
<b>Прибыль до учёта подоходного налога</b>		<b>163.108.149</b>	<b>52.976.616</b>
Расходы по подоходному налогу	32	(163.791.137)	(231.527.690)
<b>Убыток за год от продолжающейся деятельности</b>		<b>(682.988)</b>	<b>(178.551.074)</b>
<b>Прекращенная деятельность</b>			
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	5	360.854.031	673.234.095
<b>Прибыль за год</b>		<b>360.171.043</b>	<b>494.683.021</b>
<b>Чистая прибыль за год, приходящаяся на:</b>			
Акционеров Материнской Компании		305.849.105	398.325.954
Неконтрольную долю участия		54.321.938	96.357.067
		<b>360.171.043</b>	<b>494.683.021</b>

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)**

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2016 года	2015* года (пересчитано)
<b>Прочий совокупный доход</b>			
<i>Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		(38.081.340)	1.180.868.321
Накопленная курсовая разница группы выбытия		-	(106.930.994)
<b>Чистый прочий совокупный (убыток)/доход за год, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>(38.081.340)</b>	<b>1.073.937.327</b>
<i>Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>			
Переоценка актуарных доходов/(убытков) по планам с установленными выплатами Группы		3.775.606	(1.760.276)
Переоценка актуарных (убытков)/доходов по планам с установленными выплатами совместных предприятий		(127.142)	10.098
Налоговый эффект компонентов совокупного убытка		(807.240)	365.421
<b>Чистый прочий совокупный доход/(убыток) за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>2.841.224</b>	<b>(1.384.757)</b>
<b>Прочий совокупный (убыток)/доход за год</b>		<b>(35.240.116)</b>	<b>1.072.552.570</b>
<b>Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога</b>		<b>324.930.927</b>	<b>1.567.235.591</b>
<b>Итого совокупный доход за год, приходящийся на:</b>			
Акционеров Материнской Компании		275.618.617	1.353.725.956
Неконтрольную долю участия		49.312.310	213.509.635
		<b>324.930.927</b>	<b>1.567.235.591</b>

\*Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2015 год, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 6.

Исполнительный вице-президент-финансовый директор

Главный бухгалтер



Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2016 года	2015 года (пересчитано)*
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		163.108.149	52.976.616
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращённой деятельности		357.713.189	653.693.071
		<b>520.821.338</b>	<b>706.669.687</b>
<b>Корректировки на:</b>			
Износ, истощение и амортизацию		181.273.147	141.483.857
Износ, истощение и амортизацию прекращённой деятельности		38.939.596	41.694.853
Долю в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	31	(270.190.990)	(112.807.416)
Долю в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний прекращённой деятельности, нетто		(1.175.613)	(160.800)
Финансовые затраты	30	230.383.354	198.337.046
Финансовые затраты прекращённой деятельности		10.613.369	19.377.394
Финансовые доходы	30	(167.891.688)	(172.979.474)
Финансовые доходы прекращённой деятельности		(1.249.393)	(2.633.900)
Нереализованные убытки от производных финансовых инструментов нефтепродуктов		341.709	2.543.060
Реализованные убытки от производных финансовых инструментов нефтепродуктов		728.846	241.176
Обесценение основных средств и нематериальных активов и гудвилла		3.282.679	79.048.040
Обесценение основных средств и нематериальных активов и гудвилла прекращённой деятельности	5	3.982.106	6.490.037
Корректировку по переоценке справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу	5	16.337.163	160.035.211
(Восстановление)/обесценение НДС к возмещению	27	(3.417.616)	51.548.508
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		5.620.831	3.580.092
Обесценение инвестиций в совместные предприятия	13	5.503.379	9.342.198
Обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи		92.601	85.744
Обесценение займов связанным сторонам	17	1.346.447	10.969.792
Прибыль от продажи дочерней организации	7	-	(427.840.668)
Убыток от продажи совместного предприятия	13	-	6.151.234
Резервы		13.106.165	99.695.140
Резервы по обесценению торговой дебиторской задолженности и прочих текущих и долгосрочных активов	27	7.482.029	3.158.635
Резервы по обесценению торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов прекращённой деятельности		9.999.997	8.319.118
Резервы на устаревшие и неликвидные товарно-материальные запасы	27	1.058.595	1.391.281
Резервы на устаревшие и неликвидные товарно-материальные запасы прекращённой деятельности		4.259.577	(5.875.841)
Признание выплат на основе акций		1.347.558	1.589.628
Изменение в доле владения дочерней организацией		(9.550)	-
Нереализованную положительную курсовую разницу		(18.888.571)	(321.841.594)
<b>Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале</b>		<b>593.697.065</b>	<b>507.612.038</b>

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

## КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	За годы, закончившиеся 31 декабря	
		2016 года	2015 года (пересчитано)*
Изменение в товарно-материальных запасах		23.309.510	57.113.535
Изменение в НДС к возмещению		(6.666.694)	(1.186.992)
Изменение в торговой дебиторской задолженности и прочих активах		(199.108.793)	(110.105.376)
Изменение в прочих налогах к уплате		(39.469.136)	(47.542.464)
Изменения в предоплате по договорам поставки нефти	21	1.012.020.000	-
Изменение в торговой кредиторской задолженности		132.824.726	39.745.815
Изменение в прочих обязательствах		2.220.436	(24.663.004)
<b>Поступление денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>1.518.827.114</b>	<b>420.973.552</b>
Уплаченный подоходный налог		(106.406.440)	(187.135.282)
Вознаграждение полученное		61.212.115	118.778.446
Вознаграждение уплаченное		(197.781.983)	(212.864.705)
Поступления от производных инструментов, нетто		330.120	6.694.868
<b>Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>1.276.180.926</b>	<b>146.446.879</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности</b>			
Чистое изъятие вкладов в банках		(269.568.073)	313.189.387
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке		(464.811.894)	(557.448.149)
Поступления денежных средств от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке		1.379.771	22.350.510
Поступления от продажи дочерней организации		-	1.372.498.443
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, за вычетом налогов		118.607.550	172.719.434
Приобретение и вклады в совместные предприятия		(160.057.189)	(41.435.041)
Возврат вкладов в совместные предприятия		1.672.268	-
Возврат займов и дебиторской задолженности от связанных сторон		125.002.452	43.942.748
Вексель к получению от ассоциированной компании		6.889.431	8.450.131
Займы, выданные связанным сторонам		(222.725.040)	(111.332.668)
<b>Чистое движение денежных средств (использованных)/полученных в инвестиционной деятельности</b>		<b>(863.610.724)</b>	<b>1.222.934.795</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности</b>			
Поступления по займам		316.799.290	281.752.106
Погашение займов		(530.514.370)	(1.902.374.221)
Распределения Самрук-Казына		(2.202.898)	-
Дивиденды, выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК		(90.853.335)	(6.768.531)
Дивиденды, выплаченные неконтрольной доле участия	33	(5.248.975)	(15.851.249)
Выпуск акций		1	12.700.436
<b>Чистое использование денежных средств в финансовой деятельности</b>		<b>(312.020.287)</b>	<b>(1.630.541.459)</b>
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(3.531.543)	243.150.206
<b>Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах</b>		<b>97.018.372</b>	<b>(18.009.579)</b>
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года		808.434.139	826.443.718
<b>Денежные средства и их эквиваленты, на конец года</b>		<b>905.452.511</b>	<b>808.434.139</b>

\*Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2015 год, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 6.

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**  
(продолжение)**НЕДЕНЕЖНЫЕ И ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ: ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ**

Следующие значительные неденежные и прочие операции были исключены из консолидированного отчёта о движении денежных средств:

**Капитализация вознаграждений по займам**

В 2016 году, Группа капитализировала в стоимость основных средств затраты по займам на сумму 28.515.460 тысяч тенге (2015 год: 22.911.733 тысячи тенге) (Примечание 5).

**Кредиторская задолженность за долгосрочные активы**

В 2016 году, торговая кредиторская задолженность за основные средства уменьшилась на 14.933.835 тысяч тенге (2015 год: уменьшилась на 30.482.682 тысячи тенге).

**Авансы, выданные за долгосрочные активы**

В 2016 году, авансы, выданные за долгосрочные активы, увеличились на 14.475.666 тысяч тенге (2015 год: увеличилась на 33.877.621 тысячу тенге).

**Приобретение долгосрочных активов**

В 2016 году оплата за основные средства была произведена за счёт займов от Экспортно-Импортного Банка Китая и Японского Банка Международного Сотрудничества в общей сумме 131.700.644 тысячи тенге (2015 год: 85.487.835 тысяч тенге).

**Хеджирование доходов/(убытков) от пересчёта в тенге займов, выраженных в долларах США**

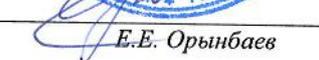
В 2016 году, Группа использовала хеджирование чистых инвестиций в некоторые дочерние организации, классифицируемые как зарубежные подразделения, против определённых займов, выраженных в долларах США (Примечание 12). Эффект хеджирования доходов составил 37.952.320 тысяч тенге, который был реклассифицирован из прибылей и убытков в состав прочего совокупного дохода, в курсовую разницу от пересчёта отчётности зарубежных подразделений (2015 год: эффект хеджирования убытков составил 1.586.801.249 тысяч тенге).

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев



Е.Е. Орынбаев

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ**

<i>В тысячах тенге</i>	Приходится на акционеров Материнской Компании						Итого	Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополнитель- ный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль				
<b>На 31 декабря 2014 года</b>	<b>557.072.340</b>	<b>226.761.347</b>	<b>2.105.737</b>	<b>448.739.927</b>	<b>2.627.270.657</b>	<b>3.861.950.008</b>	<b>555.162.424</b>	<b>4.417.112.432</b>	
Прибыль за год	—	—	—	—	398.325.954	398.325.954	96.357.067	494.683.021	
Прочий совокупный доход	—	—	—	956.585.780	(1.185.778)	955.400.002	117.152.568	1.072.552.570	
<b>Общая сумма совокупного дохода за год</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>956.585.780</b>	<b>397.140.176</b>	<b>1.353.725.956</b>	<b>213.509.635</b>	<b>1.567.235.591</b>	
Взнос в уставный капитал (Примечание 19)	139.291.105	16.894.058	—	—	—	156.185.163	—	156.185.163	
Дивиденды (Примечание 19)	—	—	—	—	(24.335.911)	(24.335.911)	(15.790.408)	(40.126.319)	
Распределения Самрук-Казына (Примечание 19)	—	—	—	—	(6.771.791)	(6.771.791)	—	(6.771.791)	
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	—	—	1.004.836	—	—	1.004.836	584.792	1.589.628	
Операции с Самрук-Казына (Примечание 19)	—	—	—	—	(4.760.377)	(4.760.377)	—	(4.760.377)	
Выбытие дочерней организации	—	—	—	—	—	—	(286.530)	(286.530)	
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	<b>696.363.445</b>	<b>243.655.405</b>	<b>3.110.573</b>	<b>1.405.325.707</b>	<b>2.988.542.754</b>	<b>5.336.997.884</b>	<b>753.179.913</b>	<b>6.090.177.797</b>	

Учетная политика и примечания на страницах 10 – 98 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)**

В тысячах тенге	Приходится на акционеров Материнской Компании						Неконтроль- ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополнитель- ный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспреде- лённая прибыль	Итого		
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	<b>696.363.445</b>	<b>243.655.405</b>	<b>3.110.573</b>	<b>1.405.325.707</b>	<b>2.988.542.754</b>	<b>5.336.997.884</b>	<b>753.179.913</b>	<b>6.090.177.797</b>
Прибыль за год	—	—	—	—	305.849.105	305.849.105	54.321.938	360.171.043
Прочий совокупный доход	—	—	—	(32.554.186)	2.323.698	(30.230.488)	(5.009.628)	(35.240.116)
<b>Общая сумма совокупного дохода за год</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(32.554.186)</b>	<b>308.172.803</b>	<b>275.618.617</b>	<b>49.312.310</b>	<b>324.930.927</b>
Взнос в уставный капитал (Примечание 19)	13.180	—	—	—	—	13.180	—	13.180
Дивиденды (Примечание 19)	—	—	—	—	(59.748.893)	(59.748.893)	(5.167.227)	(64.916.120)
Распределения Самрук-Казына (Примечание 19)	—	—	—	—	(22.401.021)	(22.401.021)	—	(22.401.021)
Операции с Самрук-Казына (Примечание 19)	—	—	—	—	(50.871.857)	(50.871.857)	—	(50.871.857)
Признание опционов по выплатам на основе акций	—	—	891.404	—	—	891.404	518.777	1.410.181
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	—	—	(3.740.318)	—	—	(3.740.318)	3.740.318	—
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	—	—	(39.585)	—	—	(39.585)	(23.038)	(62.623)
Изменение в доли владения дочерней организации	—	—	—	—	(8.593)	(8.593)	(956)	(9.549)
<b>На 31 декабря 2016 года</b>	<b>696.376.625</b>	<b>243.655.405</b>	<b>222.074</b>	<b>1.372.771.521</b>	<b>3.163.685.193</b>	<b>5.476.710.818</b>	<b>801.560.097</b>	<b>6.278.270.915</b>

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Главный бухгалтер

Д.С. Карабаев

Е.Е. Орынбаев

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

---

### 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлся АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав АО «Фонд Национального Благополучия «Самрук-Казына» (далее «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан («Национальный Банк РК») приобрел 10% и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2016 года Компания имеет доли участия в 42 операционных компаниях (в 2015 году: 37) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловый инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (*Примечание 35*).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Исполнительным вице-президентом - финансовым директором и Главным бухгалтером Компании 10 марта 2017 года.

### 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

#### Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

#### Пересчет иностранной валюты

##### *Функциональная валюта и валюта представления*

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании.

##### *Операции и сальдо счетов*

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчете монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

##### *Предприятия Группы*

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

##### *Курсы обмена валют*

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2016 года составлял 333,29 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2016 года (в 2015 году: 340,01 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 10 марта 2017 года составлял 317,97 тенге за 1 доллар США.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

#### Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2016 года. Группа не применяла досрочно какие-либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

Характер и влияние изменений раскрыты ниже. Кроме того, принятые новые стандарты и интерпретации, вступившие в силу с 1 января 2016 года, не оказывают существенного влияния на годовую консолидированную финансовую отчётность Группы. Характер и влияние каждого нового стандарта или поправки описаны ниже:

#### *МСФО 14 «Счета отложенных тарифных разниц»*

МСФО 14 является необязательным стандартом, который разрешает организациям, деятельность которых подлежит тарифному регулированию, продолжать применять большинство применявшихся ими действующих принципов учётной политики в отношении остатков по счетам отложенных тарифных разниц после первого применения МСФО. Организации, применяющие МСФО 14, должны представить счета отложенных тарифных разниц отдельными строками в отчёте о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в отчёте о прибылях или убытках и прочем совокупном доходе (ПСД). Стандарт требует раскрытия информации о характере тарифного регулирования и связанных с ним рисках, а также о влиянии такого регулирования на финансовую отчётность организации. МСФО 14 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты. Поскольку Группа уже подготавливает консолидированную финансовую отчётность по МСФО, данный стандарт не применяется к её финансовой отчётности.

#### *Поправки к МСФО 11 «Совместное предпринимательство» – «Учёт приобретений долей участия»*

Поправки к МСФО 11 требуют, чтобы участник совместных операций учитывал приобретение доли участия в совместной операции, деятельность которой представляет собой бизнес, согласно соответствующим принципам МСФО 3 «Объединения бизнесов» для учёта объединений бизнесов. Поправки также разъясняют, что ранее имевшиеся доли участия в совместной операции не переоцениваются при приобретении дополнительной доли участия в той же совместной операции, если сохраняется совместный контроль. Кроме того, в МСФО 11 было включено исключение из сферы применения, согласно которому данные поправки не применяются, если стороны, осуществляющие совместный контроль (включая отчитывающуюся организацию), находятся под общим контролем одной и той же конечной контролирующей стороны.

Поправки применяются как в отношении приобретения первоначальной доли участия в совместной операции, так и в отношении приобретения дополнительных долей в той же совместной операции и вступают в силу на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку в рассматриваемом периоде доли участия в совместной операции не приобретались.

#### *Поправки к МСФО 16 и МСФО 38 «Разъяснение допустимых методов амортизации»*

Поправки разъясняют принципы МСФО 16 «Основные средства» и МСФО 38 «Нематериальные активы», которые заключаются в том, что выручка отражает структуру экономических выгод, которые генерируются в результате деятельности бизнеса (частью которого является актив), а не экономические выгоды, которые потребляются в рамках использования актива. В результате основанный на выручке метод не может использоваться для амортизации основных средств и может использоваться только в редких случаях для амортизации нематериальных активов. Поправки применяются на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих внеоборотных активов.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

##### *Поправки к МСФО 16 и МСФО 41 «Сельское хозяйство: плодовые культуры»*

Поправки вносят изменения в требования к учёту биологических активов, соответствующих определению плодовых культур. Согласно поправкам биологические активы, соответствующие определению плодовых культур, более не относятся к сфере применения МСФО 41 «Сельское хозяйство». Вместо этого к ним применяется МСФО 16. После первоначального признания плодовые культуры будут оцениваться согласно МСФО 16 по накопленным фактическим затратам (до созревания) и с использованием модели учёта по фактическим затратам либо модели учёта по переоценённой стоимости (после созревания). Поправки также подтверждают, что продукция плодовых культур по-прежнему остается в сфере применения МСФО 41 и должна оцениваться по справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. В отношении государственных субсидий, относящихся к плодовым культурам, будет применяться МСФО 20 «Учёт государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи». Поправки применяются ретроспективно в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку у Группы отсутствуют плодовые культуры.

##### *Поправки к МСФО 27 «Метод долевого участия в отдельной финансовой отчётности»*

Поправки разрешают организациям использовать метод долевого участия для учёта инвестиций в дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации в отдельной финансовой отчётности. Организации, которые уже применяют МСФО и принимают решение о переходе на метод долевого участия в своей отдельной финансовой отчётности, должны будут применять это изменение ретроспективно. Организации, впервые применяющие МСФО и принимающие решение об использовании метода долевого участия в своей отдельной финансовой отчётности, обязаны применять этот метод с даты перехода на МСФО. Поправки вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы.

##### *Ежегодные усовершенствования МСФО, период с 2012-2014 годов*

Данные поправки вступили в силу с 1 января 2016 года. Поправки включают:

##### *МСФО 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращённая деятельность»*

Выбытие активов (или выбывающих групп) осуществляется, как правило, посредством продажи либо распределения собственникам. Поправка разъясняет, что переход от одного метода выбытия к другому должен считаться не новым планом по выбытию, а продолжением первоначального плана. Таким образом, применение требований МСФО 5 не прерывается. Данная поправка должна применяться перспективно.

##### *МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»*

###### *(i) Договоры на обслуживание*

Поправка разъясняет, что договор на обслуживание, предусматривающий уплату вознаграждения, может представлять собой продолжающееся участие в финансовом активе. Для определения необходимости раскрытия информации организация должна оценить характер вознаграждения и соглашения в соответствии с указаниями в отношении продолжающегося участия в МСФО 7. Оценка того, какие договоры на обслуживание представляют собой продолжающееся участие, должна быть проведена ретроспективно. Однако раскрытие информации не требуется для периодов, начинающихся до годового периода, в котором организация впервые применяет данную поправку.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

##### *Ежегодные усовершенствования МСФО, период с 2012-2014 годов (продолжение)*

##### *МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (продолжение)*

##### *(ii) Применение поправок к МСФО 7 в сокращённой промежуточной финансовой отчётности*

Поправка разъясняет, что требования к раскрытию информации о взаимозачёте не применяются к сокращённой промежуточной финансовой отчётности, за исключением случаев, когда такая информация представляет собой значительные обновления информации, отражённой в последнем годовом отчёте. Данная поправка должна применяться ретроспективно.

##### *МСФО 19 «Вознаграждения работникам»*

Поправка разъясняет, что развитость рынка высококачественных корпоративных облигаций оценивается на основании валюты, в которой облигация деноминирована, а не страны, в которой облигация выпущена. При отсутствии развитого рынка высококачественных корпоративных облигаций, деноминированных в определённой валюте, необходимо использовать ставки по государственным облигациям. Данная поправка должна применяться перспективно.

##### *МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчётность»*

Поправка разъясняет, что информация за промежуточный период должна быть раскрыта либо в промежуточной консолидированной финансовой отчётности, либо в другом месте промежуточного финансового отчёта (например, в комментариях руководства или в отчёте об оценке рисков) с указанием соответствующих перекрестных ссылок в промежуточной консолидированной финансовой отчётности. Прочая информация в промежуточном финансовом отчёте должна быть доступна для пользователей на тех же условиях и в те же сроки, что и промежуточная консолидированная финансовая отчётность. Данная поправка должна применяться ретроспективно. Данная поправка не будет влиять на консолидированную финансовую отчётность Группы.

##### *Поправки к МСФО 1 «Инициатива в сфере раскрытия информации»*

Поправки к МСФО 1 скорее разъясняют, а не значительно изменяют, существующие требования МСФО 1. Поправки разъясняют следующее:

- требования к существенности МСФО 1;
- отдельные статьи в отчёте о совокупном доходе и прочем совокупном доходе и в отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы;
- у организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности;
- доля прочего совокупного дохода ассоциированных организаций и совместных предприятий, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии реклассифицированы в состав совокупного дохода.

Кроме этого, поправки разъясняют требования, которые применяются при представлении дополнительных промежуточных итоговых сумм в отчёте о финансовом положении и отчёте о прибылях или убытках и прочем совокупном доходе. Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

##### *Ежегодные усовершенствования МСФО, период с 2012-2014 годов (продолжение)*

*Поправки к МСФО 10, МСФО 12 и МСФО 28 «Инвестиционные организации: применение исключения из требования о консолидации»*

Поправки рассматривают вопросы, которые возникли при применении исключения в отношении инвестиционных организаций согласно МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчётность». Поправки к МСФО 10 разъясняют, что исключение из требования о представлении консолидированной финансовой отчётности применяется и к материнской организации, которая является дочерней организацией инвестиционной организации, оценивающей свои дочерние организации по справедливой стоимости. Кроме этого, поправки к МСФО 10 разъясняют, что консолидации подлежит только такая дочерняя организация инвестиционной организации, которая сама не является инвестиционной организацией и оказывает инвестиционной организации вспомогательные услуги. Все прочие дочерние организации инвестиционной организации оцениваются по справедливой стоимости. Поправки к МСФО 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» позволяют инвестору при применении метода долевого участия сохранить оценку по справедливой стоимости, примененную его ассоциированной организацией или совместным предприятием, являющимся инвестиционными организациями, к своим собственным долям участия в дочерних организациях. Эти поправки должны применяться ретроспективно и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не применяет исключение в отношении консолидации.

#### **Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу**

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

##### *МСФО 9 «Финансовые инструменты»*

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО 9 «Финансовые инструменты», которая заменяет МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО 9. МСФО 9 объединяет вместе три части проекта по учёту финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт хеджирования. МСФО 9 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. За исключением учёта хеджирования стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Требования в отношении учёта хеджирования, главным образом, применяются перспективно, с некоторыми ограниченными исключениями.

Группа планирует начать применение нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В целом, Группа не ожидает значительного влияния новых требований на свой консолидированный отчёт о финансовом положении и собственный капитал.

##### *(а) Классификация и оценка*

Займы, а также торговая дебиторская задолженность удерживаются для получения договорных денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов. Следовательно, Группа ожидает, что согласно МСФО 9 они продолжат учитываться по амортизированной стоимости. Однако Группа более детально проанализирует характеристики договорных денежных потоков по этим инструментам, прежде чем делать вывод о том, все ли инструменты отвечают критериям для оценки по амортизированной стоимости согласно МСФО 9.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

##### *МСФО 9 «Финансовые инструменты» (продолжение)*

###### *(б) Обесценение*

МСФО 9 требует, чтобы Группа отражала по всем займам и торговой дебиторской задолженности 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа планирует применить упрощенный подход и отразить ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности. Группа ожидает, что эти требования окажут значительное влияние на ее собственный капитал ввиду необеспеченности займов и дебиторской задолженности, но она должна будет провести более детальный анализ, учитывающий всю обоснованную и подтверждаемую информацию, включая прогнозную, для определения размеров влияния.

##### *МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями»*

МСФО 15 был выпущен в мае 2014 года и предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО 15 выручка признаётся в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. После того, как Совет по МСФО закончит работу над поправками, которые отложат дату вступления в силу на один год, для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение, при этом допускается досрочное применение. Группа принимает во внимание пояснения, выпущенные Советом по МСФО в рамках предварительного варианта документа в июле 2016 года, и будет отслеживать изменения в будущем.

##### *Поправки к МСФО 10 и МСФО 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием»*

Поправки рассматривают противоречие между МСФО 10 и МСФО 28, в части учёта потери контроля над дочерней организацией, которая продается зависимой организации или совместному предприятию или вносятся в них. Поправки разъясняют, что прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, представляющих собой бизнес согласно определению в МСФО 3, в сделке между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием, признаются в полном объёме. Однако прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, не представляющих собой бизнес, признаются только в пределах долей участия, имеющих у иных, чем организация инвесторов в зависимой организации или совместном предприятии. Совет по МСФО перенес дату вступления данных поправок в силу на неопределенный срок, однако организация, применяющая данные поправки досрочно, должна применять их перспективно. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

##### *Поправки к МСФО 7 «Инициатива в сфере раскрытия информации»*

Поправки к МСФО 7 «Отчет о движении денежных средств» являются частью инициативы Совета по МСФО в сфере раскрытия информации и требуют, чтобы организация раскрывала информацию, позволяющую пользователям финансовой отчетности оценить изменения в обязательствах, обусловленных финансовой деятельностью, включая как изменения, обусловленные денежными потоками, так и изменения, не обусловленные ими. При первом применении данных поправок организации не обязаны предоставлять сравнительную информацию за предшествующие периоды. Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 г. или после этой даты. Допускается досрочное применение. Применение данных поправок потребует раскрытия Группой дополнительной информации.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

##### *Поправки к МСФО 12 «Признание отложенных налоговых активов в отношении нерализованных убытков»*

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать то, ограничивает ли налоговое законодательство источники налогооблагаемой прибыли, против которой она может делать вычеты при восстановлении такой вычитаемой временной разницы. Кроме того, поправки содержат указания в отношении того, как организация должна определять будущую налогооблагаемую прибыль, и описывают обстоятельства, при которых налогооблагаемая прибыль может предусматривать возмещение некоторых активов в сумме, превышающей их балансовую стоимость.

Организации должны применять данные поправки ретроспективно. Однако при первоначальном применении поправок изменение собственного капитала на начало самого раннего сравнительного периода может быть признано в составе нераспределенной прибыли на начало периода (или в составе другого компонента собственного капитала, соответственно) без разнесения изменения между нераспределенной прибылью и прочими компонентами собственного капитала на начало периода. Организации, которые применяют данное освобождение, должны раскрыть этот факт.

Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 г. или после этой даты. Допускается досрочное применение. Если организация применит данные поправки в отношении более раннего периода, она должна раскрыть этот факт. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

##### *Поправки к МСФО 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций»*

Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО 2 «Выплаты на основе акций», в которых рассматриваются три основных аспекта: влияние условий перехода прав на оценку операций по выплатам на основе акций с расчетами денежными средствами; классификация операций по выплатам на основе акций с условием расчетов на нетто-основе для обязательств по налогу, удерживаемому у источника; учет изменения условий операции по выплатам на основе акций, в результате которого операция перестает классифицироваться как операция с расчетами денежными средствами и начинает классифицироваться как операция с расчетами долевыми инструментами.

При принятии поправок организации не обязаны пересчитывать информацию за предыдущие периоды, однако допускается ретроспективное применение при условии применения поправок в отношении всех трех аспектов и соблюдения других критериев. Поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или после этой даты. Допускается досрочное применение. В настоящее время Группа оценивает возможное влияние данных поправок на ее консолидированную финансовую отчетность.

##### *МСФО 16 «Аренда»*

МСФО 16 был выпущен в январе 2016 года и заменяет собой МСФО 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». МСФО 16 устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали все договоры аренды с использованием единой модели учета в балансе, аналогично порядку учета, предусмотренному в МСФО 17 для финансовой аренды. Стандарт предусматривает два освобождения от признания для арендаторов – в отношении аренды активов с низкой стоимостью (например, персональных компьютеров) и краткосрочной аренды (т. е. аренды со сроком не более 12 месяцев). На дату начала аренды арендатор будет признавать обязательство в отношении арендных платежей (т. е. обязательство по аренде), а также актив, представляющий право пользования базовым активом в течение срока аренды (т. е. актив в форме права пользования).

Арендаторы будут обязаны признавать процентный расход по обязательству по аренде отдельно от расходов по амортизации актива в форме права пользования.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

##### *МСФО 16 «Аренда» (продолжение)*

Арендаторы также должны будут переоценивать обязательство по аренде при наступлении определенного события (например, изменении сроков аренды, изменении будущих арендных платежей в результате изменения индекса или ставки, используемых для определения таких платежей). В большинстве случаев арендатор будет учитывать суммы переоценки обязательства по аренде в качестве корректировки актива в форме права пользования.

Порядок учета для арендодателя в соответствии с МСФО 16 практически не изменяется по сравнению с действующими в настоящий момент требованиями МСФО 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую.

Кроме этого, МСФО 16 требует от арендодателей и арендаторов раскрытия большего объема информации по сравнению с МСФО 17.

МСФО 16 вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 г. или после этой даты. Допускается досрочное применение, но не ранее даты применения организацией МСФО 15. Арендатор вправе применять данный стандарт с использованием ретроспективного подхода либо модифицированного ретроспективного подхода. Переходные положения стандарта предусматривают определенные освобождения. В 2017 году Группа планирует оценить потенциальный эффект МСФО 16 на свою консолидированную финансовую отчетность.

#### **Основа консолидации**

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2016 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с ее изменением;
- наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Основа консолидации (продолжение)

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчетность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвилла), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

#### Объединение бизнеса и гудвилл

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО 39, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 39, оно оценивается согласно другому применимому МСФО. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного вознаграждения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Если гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

#### *Объединение бизнеса, происходящее поэтапно*

На дату приобретения неконтрольная доля участия в приобретаемой организации переоценивается до справедливой стоимости с признанием соответствующего дохода или расхода в составе прибыли или убытка. При объединении бизнеса, происходящего поэтапно покупатель рассчитывает гудвилл на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма:

- (i) переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения;
- (ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации;
- (iii) справедливой стоимости на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации;

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

#### *Приобретение дочерних организаций по распоряжению Акционеров*

При приобретении дочерних организаций по распоряжению Акционеров, разница между суммой выплаченного вознаграждения и справедливой стоимостью приобретенных активов и принятых обязательств за исключением неконтрольной доли участия, а также результат переоценки ранее принадлежавшей Группе доли участия отражаются как распределения акционерам Материнской компании напрямую в капитале.

#### *Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем*

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет доли участия в совместно-контролируемых операциях.

При приобретении доли участия в совместно-контролируемых операциях Группа признает активы, относящиеся к такой доле, включая долю в совместно-контролируемых активах; обязательства, включая долю в совместно понесенных обязательствах. Впоследствии, Группа признает доход от реализации продукции, относящейся к совместно-контролируемым операциям, включая долю дохода от реализации продукции, произведенной в результате совместно-контролируемых операций; расходы, относящиеся к совместно-контролируемым операциям, включая долю расходов, понесенных в совместно-контролируемых операциях.

Группа признает активы, обязательства, доходы и расходы от совместно-контролируемых операций в соответствии с учетной политикой Группы в отношении таких активов, обязательств, доходов и расходов.

В случае, когда Группа не имеет совместного контроля в совместных операциях, она учитывает свою долю участия в таких совместных операциях также как стороны, имеющие совместный контроль, как описано в предыдущих параграфах.

#### Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвилл, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о консолидированном совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного дохода таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе за рамками операционной прибыли. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в отчете о прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли совместного предприятия или ассоциированной компании».

В случае потери значительного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

#### Классификация активов и обязательств на краткосрочные и долгосрочные

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

#### Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений

##### *Затраты, понесенные до приобретения лицензий*

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены. Затраты, понесенные после подписания соответствующего соглашения с Правительством Республики Казахстан, капитализируются.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

##### *Затраты по приобретению лицензий и имущества*

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество.

##### *Затраты, связанные с разведкой и оценкой*

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

##### *Затраты на разработку*

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, включая сухие разработочные скважины или оконтуривающие скважины и непредвиденные технические проблемы, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

#### **Нефтегазовое имущество и прочие основные средства**

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	2-30 лет
Здания и сооружения	2-100 лет
Машины и оборудование	2-30 лет
Транспортные средства	3-35 лет
Прочее	2-20 лет

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

#### Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвилл. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвилла, амортизируются прямолинейным методом в течение расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

Гудвилл тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла не может быть восстановлен в будущих периодах.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### **Инвестиционная недвижимость**

Инвестиционная недвижимость изначально оценивается по первоначальной стоимости, включая затраты по сделке.

Поскольку Группа применяет метод учета по первоначальной стоимости, после первоначального признания инвестиционная недвижимость учитывается по принятому методу в соответствии с МСФО 16 «Основные средства» - учитывая накопленное обесценение и накопленную амортизацию.

Инвестиционная недвижимость амортизируется прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 2 до 100 лет.

На каждую отчетную дату Группа определяет справедливую стоимость инвестиционной недвижимости и в случае превышения текущей стоимости над справедливой стоимостью, разница признается в прибыли или убытке.

Признание инвестиционной недвижимости в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается при ее выбытии, либо в случае, если она выведена из эксплуатации, и от ее выбытия не ожидается экономических выгод в будущем. Разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива признается в консолидированном отчете о совокупном доходе за тот период, в котором было прекращено его признание.

#### **Обесценение нефинансовых активов**

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвила, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Обесценение активов по разведке и оценке

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведки и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

#### Активы, удерживаемые для продажи, и прекращенная деятельность

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

#### Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по производственным средствам и средствам транспортировки на основе производственного метода.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

(в) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

#### Финансовые активы

##### *Первоначальное признание и оценка*

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затратами по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают в себя деньги и их эквиваленты, краткосрочные банковские депозиты, облигации к получению от Материнской компании, вексель к получению от участника совместного предприятия, вексель к получению от ассоциированной компании, займы связанным сторонам и торговую дебиторскую задолженность.

##### *Последующая оценка финансовых активов*

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

##### *Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток*

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в прибылях и убытках.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Последующая оценка финансовых активов (продолжение)*

*Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)*

Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39. У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о прибылях и убытках. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае, либо в случае переклассификации финансового актива и его перевода из категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

##### *Займы и дебиторская задолженность*

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчете о прибылях и убытках. Расходы, обусловленные обесценением торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в составе административных расходов. Расходы, обусловленные обесценением займов выданных, признаются в составе финансовых затрат.

##### *Инвестиции, удерживаемые до погашения*

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе финансовых затрат.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Последующая оценка финансовых активов (продолжение)*

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нерезализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве финансовых затрат. Проценты, полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

Группа оценила свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыли и убытки.

##### **Прекращение признания финансовых активов**

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Прекращение признания финансовых активов (продолжение)*

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

##### *Обесценение финансовых активов*

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

##### *Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости*

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения. При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между текущей стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе финансовых затрат.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Финансовые активы (продолжение)

##### *Обесценение финансовых активов (продолжение)*

##### *Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)*

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

##### *Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи*

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» необходимо оценивать в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в текущем периоде через прибыли или убытки. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через доходы текущего периода, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного как расходы периода.

Начисление процентов в отношении уменьшенной текущей стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

#### Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

#### Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### **Денежные средства и их эквиваленты**

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

#### **Финансовые обязательства**

##### *Первоначальное признание и оценка*

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

##### *Последующая оценка финансовых обязательств*

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

##### *Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток*

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСБУ 39. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

##### *Торговая и прочая кредиторская задолженность*

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

##### *Кредиты и займы*

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

#### **Финансовые обязательства (продолжение)**

##### *Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)*

###### *Кредиты и займы (продолжение)*

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

###### *Договоры финансовой гарантии*

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учётом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчётную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации.

###### *Прекращение признания финансовых обязательств*

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

###### *Взаимозачет финансовых инструментов*

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

###### *Справедливая стоимость финансовых инструментов*

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуются отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

#### *Резервы по строительству*

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционером» в составе капитала.

#### Выплаты работникам

##### *Пенсионный план*

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

##### *Долгосрочные вознаграждения работникам*

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как расходы на финансирование. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям долгосрочные осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

## **ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**

---

### **3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

#### **Признание выручки**

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания выручки в консолидированной финансовой отчетности должны выполняться следующие критерии:

#### *Продажа товаров*

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

#### *Предоставление услуг*

Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

#### *Процентные доходы*

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым инструментам, классифицированным в качестве инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, процентные доходы или расходы отражаются по эффективной процентной ставке, при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода в консолидированном отчете о совокупном доходе.

#### **Признание расходов**

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

#### **Подходный налог**

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Подходный налог (продолжение)

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвилла или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.
- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### Капитал

##### *Неконтрольная доля участия*

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

##### *Платежи на основе долевых инструментов*

Работники Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на операциях по долевым инструментам. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами дочерней организации, в которой они работают («сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами»).

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется при помощи соответствующей модели оценки.

Расходы по операциям по выплатам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в резервах по прочему капиталу в течение периода, в котором выполняются условия достижения результатов деятельности и/или условия выслуги определенного срока, и заканчивающегося на дату, когда работники получают полное право на вознаграждение (дата перехода права на получение вознаграждения). Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании оптимальной оценки Группы в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения. Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода.

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, расход не признается.

Если условия вознаграждения, выплачиваемого долевыми инструментами, изменены, расход признается, как минимум, в том размере, как если бы условия не были изменены. Кроме того, признается дополнительный расход по изменению, которое увеличивает общую справедливую стоимость вознаграждения долевыми инструментами, либо которое иным образом выгодно для работника, согласно оценке, произведенной на дату такого изменения.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные, признаются немедленно. Однако если аннулированное вознаграждение замещается новым, и новое вознаграждение рассматривается как замещение аннулированного вознаграждения на дату его предоставления, аннулированное и новое вознаграждение учитываются так, как если бы произошло изменение первоначального вознаграждения, как описано в предыдущем абзаце.

##### *Дивиденды*

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

##### *Прочие распределения акционеру*

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Самрук-Казына или их инструкциями, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов) и приобретение инвестиций.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

#### События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к отчетности, если они являются существенными.

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

#### Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Возмещаемость нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая 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 объёмы добычи и продажи). В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости. При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании.

На 31 декабря 2016 года дальнейшая волатильность цены на нефть, уменьшение оказания буровых услуг, увеличение уровня инфляции и стоимости капитала указывали на то, что генерирующие единицы Группы могут быть обесценены. Ввиду этого, за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, руководство Группы произвело оценку возмещаемой стоимости своих активов. Убыток от обесценения в сумме 3.250.130 тысяч тенге (*Примечание 8*), относящийся к основным средствам АНС, были признаны в консолидированной финансовой отчетности.

По состоянию на 31 декабря 2016 года, РД КМГ провел анализ некоторых показателей, указывавших на возможное снижение предыдущих убытков от обесценения АО «Озенмунайгаз» (дочерняя компания РД КМГ). Различные значения возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз» были рассмотрены и рассчитаны на основе оценки будущих денежных потоков с учетом рисков, специфичных для АО "Озенмунайгаз" и использованием ставки дисконтирования 12,5% (до уплаты налога) и 10% (после уплаты налога), соответственно. Полученная возмещаемая стоимость была выше, чем балансовая стоимость активов во всех расчетах, такой же результат был с учетом изменений в суждениях. Руководство не сторнировало сумму обесценения, признанную в прошлых годах в связи со значительной неопределенностью, существующей в отношении устойчивости суждений, использованных в оценке. В первую очередь, данные изменения в суждениях обусловлены макроэкономическими факторами, такими как экспортная и внутренняя цена на нефть, налогообложение, курсы валют и инфляция.

АНС рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования от 12,77% до 16,01% была получена от посленалоговой средневзвешенной стоимости капитала. Пятилетний бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации, так как он содержит прогнозы по уровню проведения буровых работ, доходы, расходы и капитальные затраты. Различные допущения, такие как прогнозы по тарифам на оказание услуг и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции.

Ключевыми допущениями, необходимыми для оценки возмещаемой стоимости, являются цены на нефть, объемы производства, обменные курсы иностранных валют и ставка дисконтирования.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Возмещаемость нефтеперерабатывающих и прочих активов

В декабре 2016 и 2015 годов Группа провела ежегодное тестирование на обесценение. При анализе индикаторов обесценения Группа 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.

По состоянию на 31 декабря 2016 года Группа имеет существенный гудвилл, связанный с приобретением ТОО «Павлодарский нефтеперерабатывающий завод» (ПНХЗ) (*Примечание 11*).

#### *ПНХЗ*

На 31 декабря 2016 года возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ составляет 172.520.000 тысяч тенге (в 2015 году: 210.053.000 тысяч тенге). Возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ была определена на основе справедливой стоимости за вычетом затрат по реализации, с использованием дисконтирования свободных денежных потоков скорректированных на дисконтированную остаточную стоимость. Свободные денежные потоки рассчитаны на основе утвержденных планов развития на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 11,58% (в 2015 году: 13%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учётом темпа роста, равного 4,99% (в 2015 году: 4,99%). В результате, не было признано обесценения гудвилла ПНХЗ.

*Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию*

- Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов;
- Капитальные затраты в 2017-2021 годах;
- Ставки дисконтирования.

*Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов* – являются прогнозами Группы по приобретению сырой нефти и по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации ПНХЗ.

*Капитальные затраты* – капитальные затраты представляют собой затраты: а) по реконструкции и модернизации ПНХЗ; б) затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива.

*Цены на сырую нефть на местном рынке* – цены основаны на оценке руководства Группы по приобретению сырой нефти от местных нефтедобытчиков.

*Ставки дисконтирования* – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки, принимая во внимание временную стоимость денег и индивидуальный риск активов, не включенных в расчет денежных потоков. Ставка дисконтирования была вычислена с учетом специфичных для ПНХЗ и ее операционных сегментов условий и основана на средневзвешенной стоимости капитала (WACC). При расчете WACC принимаются во внимание стоимость займов и собственного капитала. Стоимость собственного капитала является производной от ожиданий инвесторов ПНХЗ в отношении доходности инвестиций. Особенности сегмента учитываются через индивидуальные бета-факторы. Бета-факторы рассчитываются исходя из общедоступных рыночных данных.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Возмещаемость нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

##### *Чувствительность к изменениям в допущениях*

Результаты оценки возмещаемой стоимости ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями обменного курса тенге, ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 3,4% с 11,6% до 15%, приведёт к тому, что возмещаемая стоимость гудвилла уменьшится на 39.222.890 тысяч тенге. Понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 6% с 55,4% до 49,8% приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости гудвилла на 3.914.842 тысячи тенге.

#### Обязательства по выбытию активов

##### *Нефтегазовые активы*

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несёт юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения 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 отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах».

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике.

Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Обязательства по выбытию активов (продолжение)

##### *Нефтегазовые активы (продолжение)*

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2016 года были в интервале от 2,04% до 6,7% и от 5,5% до 10,15% соответственно (в 2015 году от 2,10% до 6% и от 5,88% до 10,09%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в *Примечании 22*.

##### *Магистральные нефте-газопроводы*

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, две дочерние организации Группы, АО «КазТрансОйл» и АО «Интергаз Центральная Азия», являющаяся дочерней организацией АО «КазТрансГаз», имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель.

Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации.

По состоянию на 31 декабря 2016 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 59.539.785 тысяч тенге (на 31 декабря 2015 года: 61.349.603 тысячи тенге) (*Примечание 22*).

#### Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2016 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. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в *Примечании 36*. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в *Примечании 22*.

#### 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.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Налогообложение

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам входит в состав прочих резервов и резервов по налогам, раскрытых в *Примечании 22*. Дальнейшие неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в *Примечании 36*.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2016 года. Отложенные КПП и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2016 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 2016 года составляла 71.909.033 тысячи тенге (в 2015 году 107.481.291 тысяча тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 32*.

#### Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в *Примечании 34*.

#### Обязательства по операционной аренде – Группа в качестве арендатора

Группа арендует офисное помещение и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в консолидированной финансовой отчетности.

#### Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

#### Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

#### Прекращенная деятельность

В сентябре 2015, Группа разработала новый план приватизации, который был утвержден Правительством в декабре 2015 года. Новый план приватизации предусматривает продажу определенных активов, включая 51% долю участия в KMG International N.V. (KMG I). 15 декабря 2016 года, в соответствии с планом приватизации, Группа подписала договор купли-продажи 51 % доли участия в KMG I. Группа определила справедливую стоимость 51% доли участия в KMG I в сумме 680.000 тысяч долларов США (эквивалентно 226.637.200 тысяч тенге).

Группа считает, что KMG I соответствует критериям классификации как прекращенная деятельность по следующим критериям:

- KMG I готов к продаже и может быть продан в текущем состоянии;
- Процедуры по продаже начаты и ожидается, что будут завершены в течение одного года.

Дополнительные раскрытия приведены в *Примечании 5*.

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2016 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года представлены ниже:

	31 декабря 2016 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
<i>В тысячах тенге</i>				
KMG International N.V.	1.014.948.431	550.226.128	464.722.303	368.199.241
Прочие активы*	43.845.645	13.658.153	30.187.492	(7.345.210)
<b>Итого</b>	<b>1.058.794.076</b>	<b>563.884.281</b>	<b>494.909.795</b>	<b>360.854.031</b>

\* Прочие активы включают ТОО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр», ТОО «Казахстанско-Британский Технический университет» (КБТУ) и ТОО «АЗПМ»

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2015 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года представлены ниже:

	31 декабря 2015 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
<i>В тысячах тенге</i>				
KMG International N.V.	1.040.488.939	497.344.648	543.144.291	261.631.071
КМГ Кашаган Б.В.	—	—	—	415.610.277
Прочие активы*	25.714.535	11.462.370	14.252.165	(4.007.253)
<b>Итого</b>	<b>1.066.203.474</b>	<b>508.807.018</b>	<b>557.396.456</b>	<b>673.234.095</b>

\* Прочие активы включают ТОО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр», Aysir Turizm ve Inshaat A.S. и «Алтын Толкын» ОсОО

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

*KMG International N.V. (KMG I)*

15 декабря 2016 года Группа подписала договор купли-продажи 51 % доли участия в KMG I. Выбытие планируется завершить в 2017 году.

Результаты деятельности KMG I за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	2016*	2015*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	<b>1.695.688.049</b>	1.579.288.355
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	<b>(1.193.961.256)</b>	(1.056.572.599)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>501.726.793</b>	522.715.756
Общие и административные расходы	<b>(50.098.705)</b>	(28.105.899)
Расходы по транспортировке и реализации	<b>(59.423.245)</b>	(49.874.579)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	<b>(3.982.106)</b>	(6.490.037)
Корректировка на переоценку справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу	<b>(10.327.447)</b>	(160.035.211)
Прочий операционный доход	-	126.466
Прочие операционные расходы	<b>(2.204.976)</b>	(29.620.808)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>375.690.314</b>	248.715.688
Отрицательная курсовая разница, нетто	<b>(2.272.190)</b>	(1.677.041)
Финансовый доход	<b>452.245</b>	1.307.723
Финансовые расходы	<b>(10.436.587)</b>	(7.912.085)
Доля в доходах ассоциированных компаний, нетто	<b>1.175.613</b>	159.524
<b>Прибыль за отчётный год до налогообложения от прекращённой деятельности</b>	<b>364.609.395</b>	240.593.809
Экономия по подоходному налогу	<b>3.589.846</b>	21.037.262
<b>Прибыль после налогообложения за отчётный год от прекращённой деятельности</b>	<b>368.199.241</b>	261.631.071

\* Результаты деятельности представлены после элиминации внутригрупповых операций (выручка от реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 247.605.667 тысяч тенге и себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 640.029.453 тысячи тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

*KMG International N.V. (продолжение)*

На 31 декабря основные классы активов и обязательств KMG I, классифицированных как предназначенные для продажи, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2016*	2015*
<b>Активы</b>		
Основные средства	585.545.785	632.565.455
Нематериальные активы	73.932.864	78.832.132
Инвестиции в ассоциированные компании	12.644.023	11.496.830
Актив по отсроченному налогу	34.545.175	39.488.816
Товарно-материальные запасы	115.234.684	86.794.671
Торговая дебиторская задолженность	128.944.234	90.336.362
Прочие долгосрочные активы	2.949.283	3.931.742
Прочие краткосрочные активы	36.148.634	62.551.082
Денежные средства и их эквиваленты	25.003.749	34.491.849
<b>Активы, классифицированные как предназначенные для продажи</b>	<b>1.014.948.431</b>	<b>1.040.488.939</b>
<b>Обязательства</b>		
Займы	201.868.754	230.088.353
Обязательства по отсроченному налогу	72.935.184	78.194.199
Резервы	50.706.074	53.394.218
Торговая кредиторская задолженность	142.278.168	40.766.952
Прочие налоги	17.704.032	18.351.748
Прочие долгосрочные обязательства	141.648	555.713
Прочие краткосрочные обязательства	64.592.268	75.993.465
<b>Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи</b>	<b>550.226.128</b>	<b>497.344.648</b>
<b>Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия</b>	<b>464.722.303</b>	<b>543.144.291</b>

\* Активы и обязательства представлены после элиминации внутригрупповых операций.

Чистые денежные потоки KMG I:

<i>В тысячах тенге</i>	2016*	2015*
Операционные	57.998.062	4.299.344
Инвестиционные	(34.273.788)	(17.623.100)
Финансовые	(32.809.432)	2.828.610
<b>Чистые оттоки денежных средств</b>	<b>(9.085.158)</b>	<b>(10.495.146)</b>

По состоянию на 31 декабря 2016 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 372.054.627 тысяч тенге, относящиеся к прекращенной деятельности (в 2015 году: 395.631.917 тысяч тенге), заложены в качестве обеспечения по займам и обязательствам KMG I.

По состоянию на 31 декабря 2016 года торговая дебиторская задолженность KMG I в размере 72.640.966 тысяч тенге находилась в качестве залогового обеспечения займов (в 2015 году: 95.357.123 тысячи тенге), относящиеся к прекращенной деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2016 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 174.340.401 тысяча тенге (в 2015 году: 176.319.465 тысяч тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 6. ПЕРЕСЧЕТЫ

В 2016 году, Группа прекратила признание Aysir Turizm ve Inshaat A.S. (Aysir) как прекращенную деятельность, поскольку из-за сложившейся ситуации в секторе туризма Турции не получила приемлемых предложений от потенциальных покупателей. Соответственно, Aysir более не соответствует критериям МСФО 5. Активы и обязательства Aysir были переведены с прекращенной деятельности в продолжающуюся деятельность.

Эффект на сравнительные данные, с учетом реклассификации КБТУ, приводится ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	
<b>Влияние на финансовое положение на 31 декабря:</b>	<b>2015 года</b>
Увеличение основных средств	10.004.228
Увеличение нематериальных активов	3.430.389
Увеличение прочих долгосрочных активов	2.452
<b>Увеличение в долгосрочных активах</b>	<b>13.437.069</b>
Увеличение товарно-материальных запасов	202.434
Увеличение НДС к возмещению	222.428
Увеличение торговой дебиторской задолженности	238.222
Увеличение прочих текущих активов	178.037
Увеличение денежных средств и их эквивалентов	1.426.898
Уменьшение активов, классифицированных как предназначенные для продажи	(15.705.088)
<b>Уменьшение в текущих активах</b>	<b>(13.437.069)</b>
Увеличение обязательств по отсроченному налогу	540.540
Увеличение прочих долгосрочных обязательств	2.039.799
<b>Увеличение в долгосрочных обязательствах</b>	<b>2.580.339</b>
Увеличение торговой кредиторской задолженности	220.929
Увеличение прочих текущих обязательств	615.537
Уменьшение обязательств, непосредственно связанных с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	(3.416.805)
<b>Увеличение в текущих обязательствах</b>	<b>(2.580.339)</b>
<b>Изменения в чистых активах</b>	<b>–</b>
<b>Влияние на результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года</b>	
Уменьшение в выручке от реализованной продукции и оказанных услуг	(892.887)
Уменьшение в себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг	3.410.873
Уменьшение в общих и административных расходах	522.870
Уменьшение расходов по транспортировке и реализации	27.306
Уменьшение в прочих операционных доходах	(864.623)
Уменьшение в прочих операционных расходах	167.519
Уменьшение в положительной курсовой разнице	(5.071.021)
Уменьшение в финансовых доходах	(351.423)
Увеличение в финансовых расходах	(2.753)
Уменьшение расходов по подоходному налогу	621.773
Увеличение прибыли за период после налогообложения от прекращенной деятельности	2.432.366
<b>Изменение чистой прибыли за год</b>	<b>–</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 7. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ

16 октября 2015 года Группа завершила реализацию Самрук-Казына 50% акций КМГ Кашаган Б.В. В результате данной операции Самрук-Казына принадлежит 50% доли участия в КМГ Кашаган Б.В. («Акции Кашагана»). Самрук-Казына передал Группе Акции Кашагана в доверительное управление. Несмотря на то, что Группа потеряла право собственности и экономические выгоды и риски по Акциям Кашагана, включая права на получение распределений и обязательства по взносам в уставный капитал по данным акциям, у Группы остались права и обязанности по ежедневным операциям и административному управлению КМГ Кашаган Б.В.

Самрук-Казына предоставил Группе опцион колл (право на покупку) всего или частичного пакета акций КМГ Кашаган Б.В. на любую дату с 1 января 2018 года по 31 декабря 2020 года.

На дату потери контроля, чистые активы КМГ Кашаган Б.В. представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	<i>Чистые активы на дату выбытия</i>
<b>Активы</b>	
Основные средства	2.886.837.050
Активы по разведке и оценке	156.783.937
Нематериальные активы	116.181
Торговая дебиторская задолженность	21.994.678
НДС к возмещению	15.945.879
Денежные средства и их эквиваленты	6.535.012
Краткосрочные активы	1.303.225.870
	<b>4.391.438.607</b>
<b>Обязательства</b>	
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	688.733.107
Резервы	46.861.625
Торговая кредиторская задолженность	53.534.962
Краткосрочные обязательства	1.323.867.747
	<b>2.112.997.441</b>
<b>Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия</b>	<b>2.278.441.166</b>

Прибыль от выбытия инвестиции составила 432.513.360 тысяч тенге. В результате данной сделки Группа признала оставшуюся 50% долю участия КМГ Кашаган Б.В. по справедливой стоимости, равной 1.301.888.532 тысячи тенге.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

<i>В тысячах тенге</i>	Нефте- газовые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года (пересчитано)</b>	2.330.978.251	538.898.415	464.213.942	243.316.379	274.933.208	72.311.339	28.380.202	347.937.787	4.300.969.523
Пересчет валюты отчетности	1.284.174.730	15.047.843	262.186.613	45.174.980	23.246.210	18.568.584	4.125.478	20.541.729	1.673.066.167
Изменения в учетной оценке	–	402.875	–	(6.283)	–	–	–	–	396.592
Поступления	127.182.596	13.374.711	1.063.269	9.070.592	4.237.799	6.099.948	6.538.739	426.169.509	593.737.163
Выбытия	(17.034.031)	(5.665.592)	(2.688.016)	(14.450.659)	(9.066.533)	(3.413.185)	(4.608.245)	(1.783.094)	(58.709.355)
Расходы по износу	(43.195.165)	(19.441.312)	(49.470.221)	(15.729.407)	(27.162.872)	(10.431.501)	(8.793.249)	–	(174.223.727)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	12.675.768	4.301.686	2.264.498	8.418.714	8.303.055	3.126.521	3.733.079	307.512	43.130.833
Резерв на обесценение ( <i>Примечание 29</i> )	(15.355.630)	(8.000.633)	–	(16.402.383)	(8.014.756)	(9.354.602)	(762.800)	(8.547.639)	(66.438.443)
Перевод по прекращенной деятельности	(2.894.178.458)	(16.646.251)	(557.952.552)	(84.913.991)	(39.803.482)	(2.757.062)	(8.953.139)	(47.542.564)	(3.652.747.499)
Перевод (в) / из запасов	(19.990.810)	1.798.348	259.942	643	288.909	40.341	(2.885)	3.649.919	(13.955.593)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(3.956)	–	(15.681)	(34.076)	–	(3.467)	(3.303)	(336)	(60.819)
Перевод в инвестиционную недвижимость ( <i>Примечание 10</i> )	(7.239)	–	–	(2.108.669)	(1.578)	–	(63)	(46.304)	(2.163.853)
Переводы в нематериальные активы ( <i>Примечание 11</i> )	(225.329)	–	–	–	(331)	–	(1.149)	(878.830)	(1.105.639)
Перевод из активов по разведке и оценке ( <i>Примечание 9</i> )	19.103.078	–	–	–	–	–	344.256	–	19.447.334
Переводы и реклассификации	95.490.043	82.213.050	127.670.605	12.414.284	33.167.807	1.863.009	3.828.628	(356.647.426)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	879.613.848	606.283.140	247.532.399	184.750.124	260.127.436	76.049.925	23.825.549	383.160.263	2.661.342.684

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтега- зовые активы	Трубо- проводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудо- вание	Транспорт	Прочие	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	<b>879.613.848</b>	<b>606.283.140</b>	<b>247.532.399</b>	<b>184.750.124</b>	<b>260.127.436</b>	<b>76.049.925</b>	<b>23.825.549</b>	<b>383.160.263</b>	<b>2.661.342.684</b>
Пересчет валюты отчетности	(10.971.334)	–	–	(1.432.872)	(417.878)	(750.283)	(285.909)	98.148	(13.760.128)
Изменения в учетной оценке	(8.500.916)	(6.079.200)	–	(53.279)	–	–	–	–	(14.633.395)
Поступления	83.804.363	2.590.183	692.596	2.288.823	6.554.473	2.536.240	5.060.421	422.448.504	525.975.603
Поступления по финансовой аренде	–	–	871.933	–	–	–	–	–	871.933
Выбытия	(5.646.977)	(1.734.827)	(1.377.061)	(1.301.727)	(1.893.689)	(4.340.763)	(2.203.070)	(14.650.326)	(33.148.440)
Расходы по износу	(67.800.045)	(22.759.956)	(26.768.931)	(17.306.955)	(26.465.714)	(7.973.698)	(5.998.828)	–	(175.074.127)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	5.587.411	1.665.595	917.594	611.453	1.707.023	4.159.902	1.965.237	3.252.309	19.866.524
Резерв на обесценение (Примечание 29)	1.113.617	(1.206.581)	–	405.314	(641.489)	(918.887)	(544.666)	(1.457.438)	(3.250.130)
Перевод по прекращенной деятельности	(84.640)	–	–	(4.203.451)	(926.578)	(150.232)	(2.018.896)	(4.135.805)	(11.519.602)
Перевод из запасов	15.838	489.059	155.774	1.246	81.689	30.694	19.292	1.297.315	2.090.907
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(19.911)	–	(17.055)	(113.630)	(2.076)	(210.124)	(203)	–	(362.999)
Перевод (в) / из инвестиционной недвижимости (Примечание 10)	–	–	–	(200.042)	(363)	–	967	–	(199.438)
Переводы (в) / из нематериальных активов (Примечание 11)	1.915	–	–	–	–	–	–	(695.965)	(694.050)
Перевод в активы по разведке и оценке (Примечание 9)	(3.446.255)	–	–	–	–	–	–	(923.422)	(4.369.677)
Переводы и реклассификации	3.966.096	64.031.658	93.630.122	48.909.084	39.723.354	1.169.683	13.589.517	(265.019.514)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>877.633.010</b>	<b>643.279.071</b>	<b>315.637.371</b>	<b>212.354.088</b>	<b>277.846.188</b>	<b>69.602.457</b>	<b>33.409.411</b>	<b>523.374.069</b>	<b>2.953.135.665</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	1.796.687.457	776.793.501	473.343.599	350.113.598	466.840.617	161.145.408	79.902.688	547.812.419	4.652.639.287
Накопленный износ и обесценение	(919.054.447)	(133.514.430)	(157.706.228)	(137.759.510)	(188.994.429)	(91.542.951)	(46.493.277)	(24.438.350)	(1.699.503.622)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>877.633.010</b>	<b>643.279.071</b>	<b>315.637.371</b>	<b>212.354.088</b>	<b>277.846.188</b>	<b>69.602.457</b>	<b>33.409.411</b>	<b>523.374.069</b>	<b>2.953.135.665</b>
Первоначальная стоимость	1.746.242.742	718.921.016	379.475.290	309.283.815	430.146.554	163.397.183	66.470.768	405.772.191	4.219.709.559
Накопленный износ и обесценение	(866.628.894)	(112.637.876)	(131.942.891)	(124.533.691)	(170.019.118)	(87.347.258)	(42.645.219)	(22.611.928)	(1.558.366.875)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	<b>879.613.848</b>	<b>606.283.140</b>	<b>247.532.399</b>	<b>184.750.124</b>	<b>260.127.436</b>	<b>76.049.925</b>	<b>23.825.549</b>	<b>383.160.263</b>	<b>2.661.342.684</b>

В 2016 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 2,42% на сумму 28.515.460 тысяч тенге, относящиеся к строительству активов (в 2015 году: 22.911.733 тысячи тенге, по средней ставке капитализации в 4,02%).

На 31 декабря 2016 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 483.908.126 тысяч тенге (в 2015 году: 386.385.948 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы (*Примечания 20*).

Поступления в незавершенное строительство в основном относятся к проектам по модернизации нефтеперерабатывающих заводов, расположенных в городе Атырау и городе Павлодар, а также к эксплуатационному бурению скважин на дочерних организациях Озенмунайгаз и Эмбамунайгаз.

По состоянию на 31 декабря 2016 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 81.065.726 тысяч тенге (на 31 декабря 2015 года: 77.608.360 тысяч тенге).

*Обесценение основных средств*

В 2016 году Группа признала убыток по обесценению в размере 3.250.130 тысяч тенге, который, в основном, включает обесценение основных средства АНС на сумму 3.036.355 тысяч тенге.

В 2015 году Группа признала убыток по обесценению в размере 66.438.443 тысячи тенге, который, в основном, включает обесценение основных средства АНС на сумму 31.376.902 тысячи тенге и КТМ на сумму 19.862.145 тысяч тенге.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 9. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Материальные	Нематериаль- ные	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года</b>	230.762.313	46.302.555	277.064.868
Пересчет валюты отчетности	67.469.703	8.327.269	75.796.972
Поступления	31.712.671	1.792.674	33.505.345
Переводы по прекращенной деятельности	(156.783.937)	–	(156.783.937)
Перевод в основные средства	(10.936.431)	(8.510.903)	(19.447.334)
Выбытия	(437.243)	(537.975)	(975.218)
(Обесценение)/сторнирование обесценения (Примечание 29)	60.626	(695.259)	(634.633)
Переводы и реклассификации	7.246.576	(7.246.576)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	169.094.278	39.431.785	208.526.063
Пересчет валюты отчетности	<b>(677.712)</b>	<b>(339.900)</b>	<b>(1.017.612)</b>
Поступления	<b>21.130.985</b>	<b>3.484.421</b>	<b>24.615.406</b>
Перевод из основных средств (Примечание 8)	<b>4.369.677</b>	–	<b>4.369.677</b>
Выбытия	<b>(18.734)</b>	<b>(4.857.647)</b>	<b>(4.876.381)</b>
Изменения в учетной оценке	<b>(63.985)</b>	–	<b>(63.985)</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>193.834.509</b>	<b>37.718.659</b>	<b>231.553.168</b>

На 31 декабря 2016 года и 2015 года активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Проект Н	<b>84.350.943</b>	79.985.583
Жемчужина	<b>34.328.596</b>	33.208.533
Жамбыл	<b>31.946.639</b>	26.511.840
Урихтау	<b>30.326.087</b>	26.259.701
Сатпаев	<b>14.653.706</b>	<b>13.090.616</b>
Прочие	<b>35.947.197</b>	<b>29.469.790</b>
	<b>231.553.168</b>	208.526.063

Затраты по разведке по проектам Жемчужина и Сатпаев финансировались партнерами по проектам за исключением Группы. Соответствующие финансовые обязательства признаются в займах (Примечание 20). Погашение задолженности по финансированию этих проектов зависит от обнаружения коммерческих запасов.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 10. ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>Итого</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года</b>	<b>27.197.634</b>
Поступления	708.109
Расходы по износу	(626.727)
Выбытия	(180.146)
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 8</i> )	2.163.853
Переводы в товарно-материальные запасы	(1.806)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	<b>29.260.917</b>
Поступления	<b>565.862</b>
Расходы по износу	<b>(722.174)</b>
Выбытия	<b>(47)</b>
Перевод из активов, классифицированные как предназначенные для продажи	<b>174.243</b>
Переводы из основных средств ( <i>Примечание 8</i> )	<b>199.438</b>
Переводы из товарно-материальных запасов	<b>1.805</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>29.480.044</b>
Первоначальная стоимость	<b>32.589.798</b>
Накопленный износ и обесценение	<b>(3.109.754)</b>
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	<b>29.480.044</b>
Первоначальная стоимость	31.446.992
Накопленный износ и обесценение	(2.186.075)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года</b>	<b>29.260.917</b>

Инвестиционная недвижимость, в основном, представлена административным зданием «Изумрудный Квартал», сдаваемого в аренду на условиях операционной аренды. Руководство Группы считает, что справедливая стоимость здания составляет 26.723.865 тысяч тенге (в 2015 году: 29.458.335 тысяч тенге). Справедливая стоимость инвестиционной недвижимости основана на рыночной цене офисной недвижимости (*Примечание 34*).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвилл	Нематери- альные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2014 года (пересчитано)</b>	111.526.414	32.223.795	19.613.047	22.976.258	186.339.514
Пересчёт валюты отчетности	8.272.242	23.776.865	2.972.672	8.976.563	43.998.342
Поступления	–	–	1.658.595	2.050.381	3.708.976
Выбытия	–	(9.385.609)	(3.244.900)	(2.906.355)	(15.536.864)
Расходы по амортизации	–	–	(5.687.134)	(2.704.067)	(8.391.201)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	1.874.505	3.028.601	1.437.042	6.340.148
Резерв на обесценение	(11.922.192)	–	(45.676)	(6.497.133)	(18.465.001)
Переводы из основных средств (Примечание 8)	–	–	641.257	464.382	1.105.639
Перевод из товарно-материальных запасов	–	–	29.968	–	29.968
Перевод в прекращенную деятельность	(17.872.825)	(48.489.556)	(6.170.291)	(6.651.451)	(79.184.123)
Перевод в активы, классифицированные как удерживаемые для продажи	–	–	(27)	–	(27)
Перемещения	–	–	(1.782.506)	1.782.506	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	90.003.639	–	11.013.606	18.928.126	119.945.371
Пересчёт валюты отчетности	–	–	(1.164)	(1.396.052)	(1.397.216)
Поступления	–	–	2.474.012	511.244	2.985.256
Выбытия	–	–	(2.357.734)	(477.764)	(2.835.498)
Расходы по амортизации	–	–	(3.620.391)	(1.936.237)	(5.556.628)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	–	2.343.001	452.278	2.795.279
Резерв на обесценение	–	–	(32.549)	–	(32.549)
Переводы из основных средств (Примечание 8)	–	–	691.448	2.602	694.050
Перевод в прекращенную деятельность (Примечание 5)	–	–	(100.373)	(9.080)	(109.453)
Перемещения	–	–	8.236	(8.236)	–
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	90.003.639	–	10.418.092	16.066.881	116.488.612
Первоначальная стоимость	126.946.769	–	33.487.005	24.072.716	184.506.490
Накопленная амортизация и обесценение	(36.943.130)	–	(23.068.913)	(8.005.835)	(68.017.878)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года</b>	90.003.639	–	10.418.092	16.066.881	116.488.612
Первоначальная стоимость	126.946.769	–	32.883.471	24.985.035	184.815.275
Накопленная амортизация и обесценение	(36.943.130)	–	(21.869.865)	(6.056.909)	(64.869.904)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года (пересчитано)</b>	90.003.639	–	11.013.606	18.928.126	119.945.371

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 11. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Текущая стоимость гудвилла, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2016	2015
Группа единиц, генерирующих денежные потоки ПНХЗ	88.553.296	88.553.296
Прочие	1.450.343	1.450.343
<b>Итого гудвилл</b>	<b>90.003.639</b>	<b>90.003.639</b>

#### «ПНХЗ, 100% дочерняя организация КМГ ПМ

На основании анализа на предмет обесценения, в 2016 и 2015 годах обесценения гудвилла ПНХЗ не было определено.

Более подробный анализ на предмет обесценения изложен в *Примечании 4*.

### 12. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	2016	2015
Выраженные в долларах США	1.202.060.798	962.456.681
Выраженные в тенге	28.256.972	31.416.852
Выраженные в других валютах	2.378.825	2.844.428
	<b>1.232.696.595</b>	<b>996.717.961</b>

На 31 декабря 2016 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,16% в долларах США и 4,87% в тенге (в 2015 году: 1,01% в долларах США, 2,31% в тенге).

На 31 декабря 2016 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,84% в долларах США, 12,13% в тенге и 0,36% в других валютах (в 2015 году: 1,32% в долларах США, 9,42% в тенге и 1,19% в других валютах).

В тысячах тенге	2016	2015
Срок погашения до 1 года	1.182.669.493	947.909.540
Срок погашения от 1 до 2 лет	178.088	27.113
Срок погашения свыше 2 лет	49.849.014	48.781.308
	<b>1.232.696.595</b>	<b>996.717.961</b>

На 31 декабря 2016 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 108.695.345 тысяч тенге (в 2015 году: 109.580.052 тысяч тенге), которые в основном состоят из 63.718.200 тысяч тенге (2015 год: 62.595.803 тысячи тенге), находящихся в залоге у АО ДБ «Сбербанк России» до исполнения обязательств (21 апреля 2017 года) ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) (дочерняя организация КМГ ПМ) по займам, полученным от данного банка на строительство комплекса глубокой переработки нефти на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе и 33.276.000 тысяч тенге (2015 год: 31.405.000 тысяч тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ**

В тысячах тенге	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	31 декабря 2016 года		31 декабря 2015 года	
			Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
<u>Совместные предприятия:</u>						
КМГ Кашаган Б.В.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>1.759.152.117</b>	<b>50,00%</b>	1.624.696.293	50,00%
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>1.154.183.137</b>	<b>20,00%</b>	1.028.085.031	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>191.813.452</b>	<b>50,00%</b>	206.541.978	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	<b>79.658.348</b>	<b>50,00%</b>	97.406.849	50,00%
Ural Group Limited BVI	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>72.898.443</b>	<b>50,00%</b>	70.701.382	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	<b>71.109.842</b>	<b>50,00%</b>	82.409.608	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	<b>39.503.663</b>	<b>50,00%</b>	57.773.742	50,00%
Прочие			<b>55.079.872</b>		43.998.956	
<u>Ассоциированные компании</u>						
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	<b>144.252.432</b>	<b>33,00%</b>	163.616.692	33,00%
Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»)	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан\Россия	<b>137.035.180</b>	<b>20,75%</b>	45.624.141	20,75%
Прочие			<b>1.590.324</b>		2.085.073	
			<b>3.706.276.810</b>		<b>3.422.939.745</b>	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2016 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 357.813.869 тысяч тенге (в 2015 году: 532.570.728 тысяч тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2016 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 174.756.859 тысяч тенге (в 2015 году: 495.499.453 тысячи тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2016 и 2015 годы:

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Сальдо на 1 января	3.422.939.745	1.217.661.400
Доля в прибыли, нетто ( <i>Примечание 31</i> )	270.190.990	112.807.416
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	165.401.066	37.545.354
Возврат вкладов в капитал без изменения доли владения	(1.925.543)	–
Дивиденды полученные	(118.607.550)	(186.116.705)
Изменение в дивидендах к получению	10.160.358	(13.055.008)
Выбытие	–	(6.151.234)
Приобретение совместных предприятий	87	3.889.687
Потеря контроля над Кашаганом ( <i>Примечание 7</i> )	–	1.301.888.532
Обесценение инвестиций	(5.503.379)	(9.342.198)
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	8.475.525	19.135.708
Перевод по прекращенной деятельности	–	(11.585.151)
Пересчет валюты отчетности	(44.854.489)	956.261.944
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	<b>3.706.276.810</b>	<b>3.422.939.745</b>

Вклады в уставный капитал без изменения доли владения в основном относятся к погашению денежных требований по проекту Кашаган (159.758.211 тысяч тенге или 469.556 тысяч долларов США).

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тенгиз- шевройл»	«Мангистау Инвестментс Б.В.»	ТОО «Казахойл- Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу- Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «КазГер- Мунай»	Ural Group Limited BVI
Долгосрочные активы	4.272.763.806	6.865.450.041	395.489.866	85.936.432	449.074.109	9.641.413	152.790.499	215.892.000
Краткосрочные активы, включая	174.986.584	2.424.218.478	95.375.850	28.462.628	115.813.128	244.478.957	50.846.056	310.850
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	86.451.093	1.795.549.215	3.870.651	10.749.817	56.148.742	62.379.300	39.694.839	297.396
Долгосрочные обязательства, включая	(601.418.805)	(2.456.711.253)	(65.632.702)	(7.586.856)	(474.773.724)	(454.608)	(27.510.090)	(68.663.338)
<i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	(250.522.762)	(1.333.160.000)	–	–	(467.117.974)	–	–	(57.970.000)
Краткосрочные обязательства, включая	(328.027.351)	(1.062.041.583)	(41.606.110)	(27.804.878)	(129.935.447)	(94.349.066)	(33.906.781)	(1.742.626)
<i>Краткосрочные финансовые обязательства</i>	(271.597.355)	(34.823.472)	–	–	(11.384.051)	–	–	–
<b>Капитал</b>	<b>3.518.304.234</b>	<b>5.770.915.683</b>	<b>383.626.904</b>	<b>79.007.326</b>	<b>(39.821.934)</b>	<b>159.316.696</b>	<b>142.219.684</b>	<b>145.796.886</b>
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	–	–	19.910.968	–	–	–
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2016 года</b>	<b>1.759.152.117</b>	<b>1.154.183.137</b>	<b>191.813.452</b>	<b>39.503.663</b>	<b>–</b>	<b>79.658.348</b>	<b>71.109.842</b>	<b>72.898.443</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	16.419.924	3.568.833.894	532.016.705	54.593.234	33.827.305	231.655.238	157.268.631	39.899
Износ и амортизация	(10.493.810)	(453.762.627)	(55.342.813)	(16.043.932)	(9.378.998)	(717.333)	(36.325.000)	(29.672)
Процентные доходы	903.219	9.238.666	52.201	524.548	24	6.256.417	946.000	17.221
Процентные расходы	(40.494.823)	(172.523.889)	(4.942.864)	(1.006.373)	(11.103.332)	(100.133)	(1.231.000)	(1.652.398)
Расходы по подоходному налогу	58.587.222	(316.950.160)	(20.804.933)	(12.179.837)	–	(14.443.039)	(19.873.000)	(187.093)
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>15.451.774</b>	<b>739.551.980</b>	<b>59.532.404</b>	<b>(23.070.957)</b>	<b>14.989.344</b>	<b>37.294.835</b>	<b>10.259.065</b>	<b>(3.155.114)</b>
Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	–	–	–	–	–	–	–	–
Прочий совокупный доход	(66.056.550)	(109.061.451)	(294.736)	–	–	(285.886)	(2.644.700)	(2.751.222)
<b>Общий совокупный доход/(убыток)</b>	<b>(50.604.776)</b>	<b>630.490.529</b>	<b>59.237.668</b>	<b>(23.070.957)</b>	<b>14.989.344</b>	<b>37.008.949</b>	<b>7.614.365</b>	<b>(5.906.336)</b>
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	–	–	10.947.110	–	–	–
Дивиденды полученные	–	–	44.347.360	6.734.600	–	36.252.976	27.514.925	–

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2015 год:

<i>В тысячах тенге</i>	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тенгиз- шевройл»	«Мангистау Инвестментс Б.В.»	ТОО «Казахойл- Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу- Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «КазГер- Мунай»	Ural Group Limited BVI
Долгосрочные активы	4.199.332.506	5.924.302.459	411.943.107	102.550.731	391.162.216	51.062.738	196.073.754	207.323.000
Краткосрочные активы, включая	45.113.526	717.423.338	80.562.288	61.427.855	20.300.668	176.399.827	50.367.839	975.080
<i>Денежные средства и их эквиваленты</i>	7.396.712	160.541.813	4.659.706	48.137.975	3.945.388	77.193.114	32.655.996	921.000
Долгосрочные обязательства, включая	(928.622.901)	(1.150.136.581)	(49.494.943)	(8.812.710)	(359.008.654)	(1.915.629)	(44.473.178)	(63.777.115)
<i>Долгосрочные финансовые обязательства</i>	(870.094.200)	–	–	–	(352.452.278)	–	–	(53.901.281)
Краткосрочные обязательства, включая	(66.430.545)	(351.164.062)	(29.926.497)	(39.618.392)	(114.170.382)	(30.733.238)	(37.149.199)	(3.118.202)
<i>Краткосрочные финансовые     обязательства</i>	(5.794.414)	–	–	–	(60.995.739)	–	–	–
<b>Капитал</b>	3.249.392.586	5.140.425.154	413.083.955	115.547.484	(61.716.152)	194.813.698	164.819.216	141.402.763
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	–	–	30.858.077	–	–	–
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2015 года</b>	<b>1.624.696.293</b>	<b>1.028.085.031</b>	<b>206.541.978</b>	<b>57.773.742</b>	<b>–</b>	<b>97.406.849</b>	<b>82.409.608</b>	<b>70.701.382</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	–	2.764.321.171	400.902.519	49.839.377	14.305.380	205.531.466	139.704.176	15.840
Износ и амортизация	(9.197)	(250.414.110)	(33.902.903)	(21.927.401)	(9.566.015)	(959.231)	(18.690.460)	(31.106)
Процентные доходы	124.021	2.756.026	769.375	509.020	–	4.042.950	631.861	11.156
Процентные расходы	(7.018.371)	(21.001.187)	(3.174.721)	(925.258)	(5.444.889)	(57.118)	(807.440)	(1.079.466)
Расходы по подоходному налогу	(196.290)	(347.421.542)	(12.774.663)	(17.517.878)	–	(37.477.573)	(48.569.000)	8.127
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>(26.095.270)</b>	<b>810.801.685</b>	<b>39.406.476</b>	<b>(898.458)</b>	<b>(182.581.500)</b>	<b>72.505.952</b>	<b>5.348.554</b>	<b>(9.830.980)</b>
Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	–	–	–	–	–	–	–	–
Прочий совокупный доход	596.620.080	2.269.800.841	–	–	–	79.461.723	77.250.921	66.493.998
<b>Общий совокупный доход/(убыток)</b>	<b>570.524.810</b>	<b>3.080.602.526</b>	<b>39.406.476</b>	<b>(898.458)</b>	<b>(182.581.500)</b>	<b>151.967.675</b>	<b>82.599.475</b>	<b>56.663.018</b>
Непризнанная доля в убытке	–	–	–	–	30.858.076	–	–	–
Дивиденды полученные	–	89.154.720	9.355.664	27.655.000	–	40.910.962	13.822.375	–

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	2016	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	459.502.915	2.099.989.380
Краткосрочные активы	97.178.710	86.254.119
Долгосрочные обязательства	(99.253.349)	(1.139.220.549)
Краткосрочные обязательства	(20.299.694)	(540.815.685)
<b>Капитал</b>	<b>437.128.582</b>	<b>506.207.265</b>
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	31.997.172
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>144.252.432</b>	<b>137.035.180</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	128.809.187	546.965.806
(Убытки)/прибыль за год	(47.908.279)	390.880.208
Прочий совокупный (убыток)/доход	(10.771.298)	79.529.104
<b>Общий совокупный (убыток)/доход</b>	<b>(58.679.577)</b>	<b>470.409.312</b>
Изменения в непризнанной доли в убытках	–	6.198.893
Дивиденды полученные	–	–

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2015 год:

<i>В тысячах тенге</i>	2015	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	584.794.086	1.979.004.062
Краткосрочные активы	126.835.837	166.133.563
Долгосрочные обязательства	(83.297.091)	(1.968.693.463)
Краткосрочные обязательства	(132.524.675)	(143.505.511)
<b>Капитал</b>	<b>495.808.157</b>	<b>32.938.651</b>
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	32.590.478
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	(6.198.893)
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>163.616.692</b>	<b>45.624.141</b>
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	127.768.000	332.604.313
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	(49.898.215)	40.784.504
Прочий совокупный доход	190.848.388	108.928.463
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>140.950.173</b>	<b>149.712.967</b>
Непризнанная доля в убытках	–	(8.095.569)
Дивиденды полученные	–	–

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 13. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Долгосрочные активы	<b>1.227.505.089</b>	1.142.214.221
Краткосрочные активы	<b>358.319.467</b>	325.740.081
Долгосрочные обязательства	<b>(1.612.176.196)</b>	(1.647.126.997)
Краткосрочные обязательства	<b>(252.278.473)</b>	(268.917.883)
Гудвилл	<b>172.214</b>	269.603
Резерв на обесценение	<b>(3.635.227)</b>	(3.635.227)
Накопленная непризнанная доля в убытках	<b>(337.172.998)</b>	(495.455.158)
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>55.079.872</b>	43.998.956
Доход/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	<b>176.603.625</b>	(486.275.059)
Прочий совокупный (убыток)/доход	<b>(100.559)</b>	1.344.572
Общий совокупный доход/(убыток)	<b>176.503.066</b>	(484.930.487)
Непризнанная доля в прибылях/(убытках)	<b>158.282.161</b>	(472.724.347)

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Долгосрочные активы	<b>6.880.546</b>	698.944
Краткосрочные активы	<b>2.707.872</b>	6.198.592
Долгосрочные обязательства	<b>(4.848.556)</b>	(2.410.644)
Краткосрочные обязательства	<b>(3.720.029)</b>	(2.460.419)
Резерв на обесценение	<b>(159.415)</b>	–
Накопленная непризнанная доля в убытках	<b>(729.905)</b>	(58.600)
<b>Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря</b>	<b>1.590.324</b>	2.085.073
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	<b>(514.758)</b>	454.199
Общий совокупный (убыток)/доход	<b>(514.758)</b>	454.199
Непризнанная доля в убытках	<b>(671.305)</b>	(58.600)

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 14. ВЕКСЕЛЬ К ПОЛУЧЕНИЮ ОТ УЧАСТНИКА СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В 2007 году Группа приобрела 50%-ую долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited», холдинговой компании, принадлежащей «CITIC Group», зарегистрированной на фондовой бирже Гонконга.

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время РД КМГ приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 512,3 миллионов долларов США (170.760 миллионов тенге) на 31 декабря 2016 года (в 2015 году: 515,5 миллионов долларов США или 174.994 миллиона тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли РД КМГ в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. РД КМГ не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Группа признает в своем консолидированном отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2016 года составила 103 миллиона долларов США (34.312.858 тысяч тенге) (в 2015 году: 89,3 миллиона долларов США или 30.423.947 тысяч тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделкам.

Кроме того, РД КМГ имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США до 26,9 миллионов долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря каждого года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности от CCEL составляет 15% в год.

Капитал CCEL равен нулю, так как CCEL принял на себя обязательство распределять весь доход участникам, следовательно, весь доход к распределению признается в качестве обязательства.

### 15. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015* (пересчитано)
Материалы и запасы	<b>61.605.528</b>	63.817.047
Продукты переработки газа	<b>20.579.927</b>	28.933.091
Нефтепродукты	<b>14.504.132</b>	27.450.624
Сырая нефть	<b>8.525.374</b>	11.606.349
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	<b>(6.438.061)</b>	(6.097.728)
	<b>98.776.900</b>	125.709.383

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 16. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015* (пересчитано)
Предоплата и расходы будущих периодов	89.388.255	31.391.070
Налоги к возмещению	34.330.632	24.516.318
Прочие текущие активы	31.831.789	41.903.866
Минус: резерв по сомнительным долгам	(6.471.068)	(4.687.653)
<b>Итого прочих текущих активов</b>	<b>149.079.608</b>	<b>93.123.601</b>
Торговая дебиторская задолженность	290.199.726	104.414.492
Минус: резерв по сомнительным долгам	(10.388.095)	(8.915.101)
<b>Торговая дебиторская задолженность</b>	<b>279.811.631</b>	<b>95.499.391</b>

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов по этим активам проценты не начислялись.

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
<b>На 31 декабря 2014 года</b>	43.613.960
Начисления за год	20.895.686
Восстановлено	(4.539.739)
Списано	(1.279.274)
Пересчет валюты отчетности	5.077.273
Прекращенная деятельность	(50.165.152)
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	<b>13.602.754</b>
Начисления за год	9.141.218
Восстановлено	(3.565.932)
Списано	(1.794.727)
Прекращенная деятельность	(419.627)
Пересчет валюты отчетности	(104.523)
<b>На 31 декабря 2016 года</b>	<b>16.859.163</b>

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>		Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			Итого	<30 дней	30 – 60 дней	61 – 90 дней	91 – 120 дней
<b>2016</b>	<b>279.811.631</b>	<b>261.776.745</b>	<b>3.577.040</b>	<b>7.558.909</b>	<b>4.342.068</b>	<b>906.982</b>	<b>1.649.887</b>
2015	95.499.391	75.037.134	3.217.748	6.669.126	4.618.171	600.052	5.357.160

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 17. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Займы связанным сторонам	605.812.462	469.041.982
Дебиторская задолженность от связанных сторон	–	88.512.853
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(15.418.397)	(11.098.114)
	<b>590.394.065</b>	<b>546.456.721</b>

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Займы связанным сторонам в долларах США	185.596.852	226.092.770
Дебиторская задолженность от связанных сторон в долларах США	–	88.512.853
Займы связанным сторонам в тенге	403.380.730	230.915.858
Займы связанным сторонам в других валютах	1.416.483	935.240
	<b>590.394.065</b>	<b>546.456.721</b>

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Текущая часть	113.616.133	113.045.841
Долгосрочная часть	476.777.932	433.410.880
	<b>590.394.065</b>	<b>546.456.721</b>

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве на обесценение займов связанным сторонам представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обесценены на индивидуальной основе
<b>На 31 декабря 2014 года</b>	71.379
Начислено	11.025.736
Восстановление	(55.944)
Пересчет валюты отчетности	56.943
<b>На 31 декабря 2015 года</b>	<b>11.098.114</b>
Начислено	1.425.550
Восстановление	(79.103)
Пересчет валюты отчетности	2.973.836
<b>На 31 декабря 2016 года</b>	<b>15.418.397</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 18. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015* (пересчитано)
Срочные вклады в банках – доллары США	435.939.051	499.438.041
Срочные вклады в банках – тенге	180.075.718	76.341.941
Текущие счета в банках – доллары США	245.711.146	159.107.357
Текущие счета в банках – тенге	13.214.622	13.494.837
Текущие счета в банках – другие валюты	1.893.667	17.452.944
Срочные вклады в банках – другие валюты	37.995	3.746.773
Кассовая наличность	1.566.151	421.624
	<b>878.438.350</b>	770.003.517
Денежные средства и их эквиваленты, относящиеся к прекращенной деятельности	27.014.161	38.430.622
	<b>905.452.511</b>	808.434.139

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2016 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 0,61% в долларах США и 8,15% в тенге (в 2015 году: 0,58% в долларах США и 25,31% в тенге).

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

### 19. КАПИТАЛ

#### Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2014 года	Выпущено в 2015 году	На 31 декабря 2016 года	Выпущено в 2016 году	На 31 декабря 2016 года
<b>Количество выпущенных акций</b>	528.491.023	55.716.442	584.207.465	5.272	584.212.737
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900	–	137.900	–	137.900
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029	–	59.707.029	–	59.707.029
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	10.195.321	55.716.442	65.911.763	5.272	65.917.035
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 1000 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	458.450.766	–	458.450.766	–	458.450.766
<b>Уставный капитал (тысяч тенге)</b>	557.072.340	139.291.105	696.363.445	13.180	696.376.625
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	3.823.502	–	3.823.502	–	3.823.502
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	298.535.145	–	298.535.145	–	298.535.145
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	25.488.303	139.291.105	164.779.408	13.180	164.792.588
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	2	–	2	–	2
Номинальной стоимостью 1000 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	229.225.382	–	229.225.382	–	229.225.382

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**(продолжение)**

---

**19. КАПИТАЛ (продолжение)****Уставный капитал (продолжение)**

В 2015 году Компания выпустила 55.716.442 простых акций. В оплату данных простых акций Компания получила денежные средства на сумму 12.700.436 тысяч тенге и права требования выплат по «Казахстанскому векселю».

Права требования по «Казахстанскому векселю» возникли согласно договору о займе от 16 мая 1997 года между Правительством и АО «Каспийский трубопроводный консорциум – К». Номинальная стоимость на дату передачи составила 126.590.669 тысяч тенге.

В 2016 году Компанией были выпущены 5.272 простых акций. В оплату данных акций Компания получила здания в городе Кызылорда на сумму 13.179 тысяч тенге и денежные средства в размере 1 тысячи тенге.

На 31 декабря 2016 года 265.346.859 простых акции были объявлены, но не выпущены (в 2015 году: 265.352.131 простых акций).

**Дополнительный оплаченный капитал**

Превышение справедливой стоимости «Казахстанского векселя» над его номинальной стоимостью на дату передачи составило 3.518.718 тысяч тенге, которое было признано в качестве дополнительно оплаченного капитала.

В 2015 году Группа признала дополнительно оплаченный капитал в сумме 13.375.340 тысяч тенге, представляющий собой справедливую стоимость газопроводов, переданных Самрук-Казына и Правительством в доверительное управление, которое является краткосрочным механизмом до даты передачи юридического права по трубопроводу Группе.

**Операции с Самрук-Казына**

В 2016 году, Компания предоставила Самрук - Казына беспроцентный заем, при этом дисконт в размере 50.871.857 тысячи тенге (2015: 4.760.377 тысяч тенге), рассчитанный как разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью, Компания признала как распределения Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

**Распределения Самрук-Казына**

В 2016 году распределения Самрук-Казына включали: начисление резерва на строительство Дворца единоборств в г.Астана в сумме 14.275.013 тысяч тенге (2015: ноль), начисление резерва на строительство детского сада в городе Астана в размере 281.489 тысяч тенге (2015: сторнирование резерва в размере 303.146 тысяч тенге), сторнирование резерва на реконструкцию Выставочного центра в городе Москва на сумму 152.435 тысяч тенге (2015: сторнирование резерва в сумме 30.365 тысяч тенге), расходы на оказание спонсорской помощи на проведение Международной Выставки Астана ЭКСПО-2017 в размере 2.144.808 тысяч тенге и результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» (дочерняя компания Группы) в сумме 5.852.146 тысяч тенге (2015 год: 4.454.291 тысяча тенге).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 19. КАПИТАЛ (продолжение)

#### Распределения Самрук-Казына (продолжение)

##### Дивиденды

В 2016 году на основании решения Самрук-Казына и Национального Банка РК, Компания объявила дивиденды за 2015 год в размере 102,27 тенге на одну простую акцию, в общей сумме 59.748.893 тысячи тенге (в 2015 году: 24.335.911 тысяч тенге).

В 2016 году Группа начислила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ и КТО (дочерние организации) в размере 5.167.227 тысяч тенге (в 2015 году: 15.790.408 тысяч тенге). На 31 декабря 2016 года дивиденды к уплате держателям неконтрольной доли участия составили 1.862.166 тысяч тенге (2015 год: 1.943.914 тысяч тенге).

#### Резерв от пересчета валюты отчетности

Резерв от пересчета валюты отчетности используется для учета курсовых разниц, возникающих от пересчета финансовых отчетностей дочерних организаций, функциональной валютой которых не является тенге, и финансовые отчетности которых включаются в данную консолидированную финансовую отчетность в соответствии с учетной политикой.

В 2015 году Группа реклассифицировала накопленный резерв по пересчету валюты отчетности из прочего совокупного дохода в состав прибыли и убытка в сумме 106.930.994 тысяч тенге как результат изменения доли владения в КМГ Кашаган Б.В. (Примечание 7).

#### Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Итого активы	<b>11.883.077.270</b>	10.709.657.658
Минус: нематериальные активы	<b>116.488.612</b>	119.945.371
Минус: итого обязательства	<b>5.604.806.355</b>	4.619.479.861
<b>Чистые активы для простых акций</b>	<b>6.161.782.303</b>	5.970.232.426
Количество простых акций	<b>584.212.737</b>	584.207.465
<b>Балансовая стоимость на акцию, тенге</b>	<b>10.547</b>	10.219

#### Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	2016		2015	
		Доля	Текущая стоимость	Доля	Текущая стоимость
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	<b>36,98%</b>	<b>715.007.274</b>	36,79%	666.542.230
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	<b>10,00%</b>	<b>42.221.868</b>	10,00%	40.542.082
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	<b>45,37%</b>	<b>41.753.314</b>	45,37%	40.689.678
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	<b>45,37%</b>	<b>11.002.892</b>	45,37%	11.931.434
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	<b>45,37%</b>	<b>1.775.348</b>	45,37%	4.350.577
Rompetrol Vega	Румыния	<b>45,37%</b>	<b>(20.763.577)</b>	45,37%	(22.799.241)
Прочие			<b>10.562.978</b>		11.923.153
			<b>801.560.097</b>		753.179.913

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****19. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2016 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

<i>В тысячах тенге</i>	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Downstream S.R.L.	Rompetrol Vega	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.
<b>Обобщенный отчет о финансовом положении</b>						
Долгосрочные активы	738.093.000	426.739.640	267.716.078	119.113.167	21.101.988	4.300.369
Краткосрочные активы	1.372.383.000	112.883.363	137.535.233	80.502.620	7.633.039	22.852.248
Долгосрочные обязательства	(49.282.000)	(57.652.505)	(74.068.991)	(57.160.652)	(22.265.502)	(2.828.719)
Краткосрочные обязательства	(127.682.000)	(61.396.189)	(327.269.445)	(50.430.727)	(52.232.554)	(73.495)
<b>Итого капитал</b>	<b>1.933.512.000</b>	<b>420.574.309</b>	<b>3.912.875</b>	<b>92.024.408</b>	<b>(45.763.029)</b>	<b>24.250.403</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.218.504.726	378.352.441	2.137.527	50.271.094	(24.999.452)	13.247.511
Неконтрольную долю участия	715.007.274	42.221.868	1.775.348	41.753.314	(20.763.577)	11.002.892
<b>Обобщенный отчет о совокупном доходе</b>						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	727.154.000	207.107.815	726.258.178	247.673.492	49.722.055	–
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>131.576.000</b>	<b>67.615.565</b>	<b>(4.862.301)</b>	<b>12.978.277</b>	<b>12.529.909</b>	<b>(2.865.715)</b>
<b>Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога</b>	<b>120.368.000</b>	<b>67.963.961</b>	<b>(5.675.817)</b>	<b>2.344.256</b>	<b>4.486.614</b>	<b>(2.046.509)</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	76.087.439	61.167.565	(3.100.588)	1.280.620	2.450.950	(1.117.967)
Неконтрольную долю участия	44.280.561	6.796.396	(2.575.229)	1.063.636	2.035.664	(928.542)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(51.573)	(5.115.654)	–	–	–	–
<b>Обобщенная информация о денежных потоках</b>						
Операционная деятельность	179.725.000	90.257.555	60.338.009	12.991.805	60.117	(29.683)
Инвестиционная деятельность	(252.679.000)	(20.217.330)	(25.786.852)	(4.953.041)	(61.321)	7
Финансовая деятельность	(2.265.000)	(51.166.084)	(31.812.694)	(7.598.919)	115	(495)
<b>Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(75.219.000)</b>	<b>18.874.141</b>	<b>2.738.463</b>	<b>439.845</b>	<b>(1.089)</b>	<b>(30.171)</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****19. КАПИТАЛ (продолжение)****Неконтрольная доля участия (продолжение)**

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2015 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»</b>	<b>АО «КазТрансОйл»</b>	<b>Rompetrol Rafinare S.A.</b>	<b>Rompetrol Downstream S.R.L.</b>	<b>Rompetrol Vega</b>	<b>Rompetrol Petrochemicals S.R.L.</b>
<b>Обобщенный отчет о финансовом положении</b>						
Долгосрочные активы	713.604.659	426.560.775	303.060.162	122.324.632	21.494.135	5.327.942
Краткосрочные активы	1.297.145.000	108.836.380	124.877.530	99.027.728	5.650.886	24.666.572
Долгосрочные обязательства	(51.494.130)	(69.508.118)	(80.515.090)	(64.956.676)	(22.698.769)	(3.032.787)
Краткосрочные обязательства	(147.406.000)	(60.468.222)	(337.833.908)	(66.715.533)	(54.695.893)	(664.821)
Итого капитал	1.811.849.529	405.420.815	9.588.694	89.680.151	(50.249.641)	26.296.906
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.145.307.299	364.878.733	5.238.117	48.990.473	(27.450.400)	14.365.472
Неконтрольную долю участия	666.542.230	40.542.082	4.350.577	40.689.678	(22.799.241)	11.931.434
<b>Обобщенный отчет о совокупном доходе</b>						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	<b>529.812.000</b>	<b>213.161.761</b>	<b>536.053.867</b>	<b>243.482.603</b>	<b>31.778.403</b>	<b>–</b>
<b>Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>243.669.081</b>	<b>73.561.722</b>	<b>5.880.455</b>	<b>(7.869.431)</b>	<b>411.969</b>	<b>(2.609.137)</b>
<b>Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога</b>	<b>501.223.222</b>	<b>89.901.372</b>	<b>9.279.254</b>	<b>35.035.544</b>	<b>(22.918.837)</b>	<b>10.025.371</b>
Приходится на:						
Акционера материнской компании	316.833.526	80.911.235	5.069.076	19.139.217	(12.520.114)	5.476.658
Неконтрольную долю участия	184.389.696	8.990.137	4.210.178	15.896.327	(10.398.723)	4.548.713
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(11.065.875)	(4.642.936)	–	–	–	–
<b>Обобщенная информация о денежных потоках</b>						
Операционная деятельность	151.000	113.261.335	5.165.871	1.699.957	346.187	(3.442)
Инвестиционная деятельность	87.143.000	(58.586.404)	(11.843.210)	(2.954.902)	(345.857)	1.226
Финансовая деятельность	(30.228.685)	(46.429.364)	6.172.686	563.574	3.510	(428)
<b>Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>57.065.315</b>	<b>8.245.567</b>	<b>(504.653)</b>	<b>(691.371)</b>	<b>3.840</b>	<b>(2.644)</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 20. ЗАЙМЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	<b>2.099.674.818</b>	2.185.653.220
Средневзвешенные ставки вознаграждения	<b>7,93%</b>	7,82%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	<b>972.865.152</b>	1.043.215.469
Средневзвешенные ставки вознаграждения	<b>4,57%</b>	4,40%
	<b>3.072.539.970</b>	3.228.868.689

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Займы, выраженные в долларах США	<b>2.846.125.693</b>	3.007.519.468
Займы, выраженные в тенге	<b>226.414.277</b>	221.349.221
	<b>3.072.539.970</b>	3.228.868.689

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Текущая часть	<b>366.438.649</b>	296.545.652
Долгосрочная часть	<b>2.706.101.321</b>	2.932.323.037
	<b>3.072.539.970</b>	3.228.868.689

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов, выпущенные долговые ценные бумаги и займы составили:

Облигации	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2016	2015
Облигации ЛФБ 2008	1,6 миллиарда долларов США	2018 год	9,125%	<b>529.821.083</b>	537.528.897
Облигации ЛФБ 2010	1,5 миллиарда долларов США	2020 год	7,00%	<b>453.732.442</b>	459.835.697
Облигации ЛФБ 2010	1,25 миллиарда долларов США	2021 год	6,375%	<b>375.026.800</b>	380.467.835
Облигации ЛФБ 2013	2 миллиарда долларов США	2043 год	5,75%	<b>166.991.558</b>	169.911.347
Облигации ЛФБ 2013	1 миллиард долларов США	2023 год	4,4%	<b>134.371.387</b>	136.531.343
Облигации ЛФБ 2014	1 миллиард долларов США	2044 год	6,00%	<b>9.736.418</b>	9.902.685
Облигации ЛФБ 2014	0,5 миллиарда долларов США	2025 год	4,875%	<b>40.558.524</b>	41.220.808
Облигации КФБ 2009	120 миллиардов тенге	2019 год	6M Libor + 8,5%	<b>110.551.375</b>	150.176.515
Облигации КФБ 2010	100 миллиардов тенге	2017 год	7,00%	<b>94.483.326</b>	88.302.174
The Bank of New York Mellon	600 миллионов долларов США	2017 год	6,375%	<b>42.929.372</b>	92.311.615
Прочие				<b>13.193.743</b>	12.781.662
<b>Итого</b>				<b>1.971.396.028</b>	2.078.970.578

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 20. ЗАЙМЫ (продолжение)

Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	30 сентября 2016 года (неаудировано)	31 декабря 2015 года (аудировано)
АО «Банк развития Казахстана»	884 миллионов долларов США	2023 год	4,5% + 6M Libor – 7,72%	319.055.961	360.850.249
The Export-Import Bank of China	1 миллиард долларов США	2027 год	Libor + 4,1%	245.894.740	151.844.361
ОАО «Сбербанк России»	400 миллионов долларов США	2024 год	12M Libor + 3,5%	134.557.235	137.067.428
АО «Банк развития Казахстана»	71 миллиард тенге	2022-2025 годы	7%-9%	103.733.280	106.013.401
Займ от партнёров проекта «Жемчужина»	Финансирование доли затрат КМТ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	6M Libor + 1%	84.876.946	83.776.032
Синдикат банков	604 тысячи долларов США	2017 год	1M Libor + 2%	53.541.383	–
Европейский Банк Реконструкции и Развития	140 тысяч долларов США	2023 год	3M Libor + 3,15%	46.322.433	–
Japan Bank for International Cooper	298 миллионов долларов США	2025 год	CIRR + 2,19%, 6M Libor + 1,10%	42.632.934	20.757.136
Займ от партнёров проект «Сатпаев»	Финансирование доли затрат КМГ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1,5%	28.128.262	26.291.533
АО «Народный Банк Казахстана»	72 миллиона долларов США	2032 год	6%	23.393.933	23.762.900
АО «Народный Банк Казахстана»	18 миллиардов тенге	2024 год	5,5%-10%	5.018.872	5.705.273
Займ от партнёров проект «Жамбыл»	Финансирование доли затрат КМГ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1%	–	62.827.375
ING BANK	1 миллиард долларов США	2016 год	3M Libor + 2,1%	–	135.461.430
Прочие	–	–	–	13.987.963	35.540.993
<b>Итого</b>				<b>1.101.143.942</b>	<b>1.149.898.111</b>

30 октября 2009 года Группа выпустила облигации на КФБ на общую сумму в 120.000.000 тысяч тенге, которые были приобретены АО «Банк Развития Казахстана» (далее «БРК»). Данные облигации учитываются по амортизированной стоимости с использованием эффективной ставки вознаграждения в размере 8,96%. В течение 2016 года Группа выкупила часть облигаций на общую сумму 38.118.615 тысяч тенге (в 2015 году: 19.682.102 тысяч тенге).

29 марта 2016 года Группа осуществила погашение облигаций The Bank of New York Mellon в сумме 142.199 тысяч долларов США или 48.368.990 тысяч тенге (2015: 270.000 тысяч долларов США или 82.976.400 тысяч тенге). На 31 декабря 2016 года балансовая стоимость данных облигаций, включая вознаграждение к уплате, составила 42.929.372 тысячи тенге (2015 год: 92.311.615 тысяч тенге).

31 августа 2016 года Компания приобрела 27% долю участия в проекте «Жамбыл» («Проект») у компании КС Kazakh B.V. При этом заём, предоставленный КС Kazakh B.V. на финансирование доли Компании в Проекте, был списан. В результате Компания признала доход в сумме 62.513.395 тысяч тенге (Примечание 30).

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**(продолжение)****20. ЗАЙМЫ (продолжение)**

В 2010, 2012 и 2015 годах ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ), дочерняя организация КМГ ПМ, заключил соглашения о предоставлении кредитных линий на общую сумму 1.135.984 тысячи долларов США с АО «Банк Развития Казахстана» (далее «БРК»). Данные кредитные линии используются для финансирования строительства комплекса по производству ароматических углеводородов и комплекса глубокой переработки нефти. Основные средства с остаточной стоимостью 483.908.126 тысяч тенге (в 2015 году: 365.908.183 тысячи тенге) заложены в качестве обеспечения по займу БРК (*Примечание 8*).

В соответствии с кредитным договором от 26 мая 2016 года, КТГ получил заём от Европейского Банка Реконструкции и Развития в сумме 140.000 тысяч долларов США (эквивалентно 48.143.200 тысяч тенге) для реструктуризации обязательств. В соответствии с условиями кредитного соглашения все платежи по данному займу осуществляются в долларах США. КТГ будет выплачивать данный заём 26 (двадцать шесть) последовательными равными ежеквартальными платежами, начиная с 5 июня 2017 года. Вознаграждение начисляется по трехмесячной ставке ЛИБОР плюс 3,15% годовых и выплачивается ежеквартальными платежами. На 31 декабря 2016 года балансовая стоимость займа, включая вознаграждение к уплате, составила 46.322.433 тысячи тенге (эквивалентно 137.524 тысячи долларов США) (2015: ноль).

В 2016 году, в соответствии с Генеральным соглашением о краткосрочных кредитах с лимитом до 200.000 тысяч долларов США, по ставке 3-х месячный Либор + 2% на срок не более 12 (двенадцати) месяцев от даты освоения каждого привлеченного транша «Citibank, N.A Nassau, Bahamas Branch» (Содружество Багамских Островов) и АО «Ситибанк Казахстан» (Синдикат банков) предоставили КТГ дополнительное финансирование несколькими траншами в целях пополнения оборотного капитала в общей сумме 194.605.404 тысячи тенге (эквивалентно 565.600 тысяч долларов США). В течение 2016 года, КТГ погасил основной долг в общей сумме 152.980.980 тысяч тенге (эквивалентно 442.000 тысяч долларов США). На 31 декабря 2016 года балансовая стоимость займа, включая вознаграждение к уплате, составила 53.541.383 тысячи тенге (эквивалентно 160.645 тысяч долларов США) (2015: 9.165.690 тысяч тенге или 27.000 тысяч долларов США).

В целях финансирования строительства Комплекса глубокой переработки нефти АНПЗ заключил кредитное соглашение с Экспортно-Импортным Банком Китая на сумму 1.130.409 тысяч долларов США (эквивалент 206.130.016 тысяч тенге) со ставкой вознаграждения 4,1% + LIBOR, выплаты по основному долгу с 2016 по 2025 годы. Выплата вознаграждений осуществляется на основе полугодовых платежей. По состоянию на 31 декабря 2016 года общая сумма задолженности по основному долгу и начисленным процентам составила 228.723.260 тысяч тенге и 17.171.480 тысяч тенге, соответственно (в 2015 году: 150.081.711 тысяч тенге и 1.762.650 тысяч тенге, соответственно).

В соответствии с договором займа от 15 июля 2011 года KMG Finance Sub B.V. (дочерняя организация Cooperative KazMunaiGaz U.A.) осуществил погашение займа ING Bank в сумме 400.000 тысяч долларов США (эквивалентно 136.696.000 тысяч тенге на дату погашения).

В течение 2016 года Компания погасила вознаграждения по облигациям ЛФБ на общую сумму 369.211 тысяч долларов США (эквивалентно 123.667.077 тысячам тенге по курсу на дату платежа).

По состоянию на 31 декабря 2016 года Группы имела задолженность по займам перед партнерами по проектам Сатпаев и Жемчужина в размере 28.128.262 тысячи тенге и 84.876.946 тысяч тенге, соответственно (2015: 26.291.533 тысячи тенге и 83.776.032 тысячи тенге, соответственно), которые возникли исходя из соглашений о совместном финансировании. В соответствии с этими соглашениями, финансирование затрат по данным проектам на этапе разведки осуществляется партнерами, за исключением Группы. Задолженность по займу и вознаграждению подлежит погашению другим партнерам по данным проектам в случае успешного обнаружения нефти на месторождениях и достаточности свободного потока денежных средств Группы в рамках данных проектов.

В конце 2015 года Группой был осуществлен досрочный выкуп облигаций на общую сумму 3,68 миллиарда долларов США, в результате чего был получен доход в размере 54.836.897 тысяч тенге (*Примечание 30*).

По состоянию на 31 декабря 2015 года МДК (Ойл Энд Газ Н Блок Казахстан) ГМБХ, переуступил Группе долю участия, равную 24,50% в проекте «Н». В результате сделки Группа признала доход в размере 37.329.326 тысяч тенге (*Примечание 30*).

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 20. ЗАЙМЫ (продолжение)

#### Ковенанты (показатели)

Согласно документации по выпуску международных облигаций, Группа имеет ограничение в части принятия долговых обязательств. Так, прирост долга ограничен необходимостью соблюдения финансового коэффициента, который определяется как соотношение консолидированной чистой задолженности к совокупной сумме консолидированной прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА) с пороговым значением, равным 3,5. По состоянию на 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года, Группа соблюдает данное ограничительное условие.

Также, Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. Неисполнение финансовых показателей дает кредиторам право требования досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2016 года и 31 декабря 2015 года Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

#### Хеджирование чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2016 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой. В 2016 году доход по курсовой разнице от пересчёта данных займов в сумме 37.952.320 тысяч тенге (2015 год: убытки в сумме 1.586.801.249 тысяч тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и были зачтены против убытка от пересчёта зарубежных подразделений.

### 21. ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2016 году Группа заключила долгосрочный договор на поставку сырой нефти и сжиженного газа. Согласно условиям договора Группа поставит в период с момента заключения договора по март 2020 года минимальный объём нефти и сжиженного газа, произведённые ТОО «Тенгизшевройл» («Тенгизшевройл»), АО «Мангистаумунайгаз» и АО «Каражанбасмунай», приблизительно равные 30 миллионам тонн и 1 миллиону тонн, соответственно.

В рамках договора Группа получила предоплату на сумму 2.966.005 тысяч долларов США (эквивалентно 1.012.020.000 тысячам тенге на дату получения) за вычетом затрат по сделке, которая будет погашаться поставкой сырой нефти, произведённой Тенгизшевройл (совместное предприятие Группы), начиная с апреля 2017 года.

Договор предусматривает определение цены на основе текущих рыночных котировок, а предоплата возмещается путём физической поставки сырой нефти и сжиженного газа.

Согласно условиям договора Группа должна обеспечить, чтобы поставляемые объёмы сырой нефти и сжиженного газа являлись необременёнными.

Согласно условиям договора поставка нефти началась с апреля 2016 года. Группа рассматривает данный договор в качестве контракта, который был заключен с целью поставки нефинансовых статей в соответствии с ожиданиями Группы требованиями продажи.

На остаток по данной предоплате ежегодно начисляются проценты по ставке Libor + 1,85%.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 22. РЕЗЕРВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
<b>Резерв на 31 декабря 2014 года</b>	114.024.291	39.623.445	15.717.351	13.328.668	27.590.340	23.576.407	233.860.502
Пересчет валюты отчетности	32.519.478	16.289.887	3.306.898	–	–	4.934.703	57.050.966
Изменение в оценке Увеличение на сумму дисконта	3.278.918	89.321	8.670.258	–	–	1.837.442	13.875.939
Резерв за год	8.058.071	1.250.258	–	–	–	48.542	9.356.871
Перевод по прекращенной деятельности	(5.060.493)	102.375	60.558.923	11.484.510	9.552.956	11.346.095	87.984.366
Восстановление	(47.392.848)	(35.195.570)	–	–	–	(13.057.083)	(95.645.501)
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(34.351)	(1.195.125)	–	–	(2.163.327)	(3.392.803)
Использование резерва	(689.500)	(1.815.381)	–	–	–	–	(2.504.881)
<b>Резерв на 31 декабря 2015 года</b>	<b>104.129.250</b>	<b>17.756.301</b>	<b>63.228.322</b>	<b>24.813.178</b>	<b>35.072.962</b>	<b>21.936.762</b>	<b>266.936.775</b>
Пересчет валюты отчетности	(365.138)	–	(9.212)	–	–	(3.740)	(378.090)
Изменение в оценке Увеличение на сумму дисконта	(18.428.561)	(3.365.970)	–	–	–	–	(21.794.531)
Резерв за год	8.158.788	1.251.920	–	–	2.608.255	39.655	12.058.618
Восстановление	1.044.732	10.187	9.274.588	–	(2.491.391)	15.584.607	23.422.723
Сторнирование неиспользованных сумм	(1.167.110)	–	(20.989.376)	(451.720)	–	(930.923)	(23.539.129)
Использование резерва	(48.750)	–	–	–	–	–	(48.750)
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>(1.779.270)</b>	<b>(1.273.771)</b>	<b>(3.457.469)</b>	<b>–</b>	<b>(2.811.727)</b>	<b>(13.569.279)</b>	<b>(22.891.516)</b>
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>91.543.941</b>	<b>14.378.667</b>	<b>48.046.853</b>	<b>24.361.458</b>	<b>32.378.099</b>	<b>23.057.082</b>	<b>233.766.100</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 22. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

На 31 декабря 2016 года прочие резервы включали резерв на реконструкцию Выставочного Центра в размере 5.875.276 тысяч тенге (в 2015 году: 6.054.816 тысяч тенге), резерв на строительство Гольф клуба в размере 3.238.730 тысяч тенге (в 2015 году: 13.320.988 тысяч тенге), резерв на строительство Дворца единоборств в г. Астана 11.303.508 тысяч тенге (в 2015 году: ноль).

Резерв по транспортировке газа относится к обязательствам Группы по возмещению убытков PetroChina. В соответствии с соглашением о займе газа у Группы существуют обязательства перед PetroChina по возмещению расходов и убытков, понесенных PetroChina в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата.

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по выбытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательство по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
<b>На 31 декабря 2016 года</b>							
Текущая часть	819.946	487.031	48.046.853	24.361.458	2.380.419	18.298.570	94.394.277
Долгосрочная часть	90.723.995	13.891.636	–	–	29.997.680	4.758.512	139.371.823
<b>Резерв на 31 декабря 2016 года</b>	<b>91.543.941</b>	<b>14.378.667</b>	<b>48.046.853</b>	<b>24.361.458</b>	<b>32.378.099</b>	<b>23.057.082</b>	<b>233.766.100</b>
<b>На 31 декабря 2015 года</b>							
Текущая часть	914.771	8.310.515	63.228.322	24.813.178	2.162.074	17.080.094	116.508.954
Долгосрочная часть	103.214.479	9.445.786	–	–	32.910.888	4.856.668	150.427.821
<b>Резерв на 31 декабря 2015 года</b>	<b>104.129.250</b>	<b>17.756.301</b>	<b>63.228.322</b>	<b>24.813.178</b>	<b>35.072.962</b>	<b>21.936.762</b>	<b>266.936.775</b>

Описание существенных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в *Примечании 4*.

### 23. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2016 (пересчитано)	2015
Авансы полученные	30.463.723	30.276.485
Задолженность перед сотрудниками	33.259.709	30.227.320
Задолженность по дивидендам	1.862.166	33.048.356
Прочие	53.456.651	51.652.191
<b>Итого прочих текущих обязательств</b>	<b>119.042.249</b>	<b>145.204.352</b>
<b>Торговая кредиторская задолженность</b>	<b>260.137.009</b>	<b>174.237.185</b>

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 (пересчитано)	2015
В тенге	210.992.037	138.525.047
В долларах США	36.935.083	34.652.490
В евро	219.061	673.149
В иной валюте	11.990.828	386.499
<b>Итого</b>	<b>260.137.009</b>	<b>174.237.185</b>

На 31 декабря 2016 и 2015 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015
Рентный налог на экспорт сырой нефти	5.189.479	7.124.401
Индивидуальный подоходный налог	5.936.494	5.121.419
Налог на добычу полезных ископаемых	4.488.819	15.855.702
НДС	4.375.978	3.547.256
Налог у источника выплаты с доходов нерезидентов	4.418.027	4.575.186
Акцизный налог	107.067	102.509
Прочие	9.498.593	3.688.580
	<b>34.014.457</b>	<b>40.015.053</b>

### 25. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015 (пересчитано)
Реализация сырой нефти	705.983.894	121.652.310
Реализация газа и продуктов переработки газа	334.478.483	250.052.997
Оплата за транспортировку	322.341.649	300.198.287
Реализация нефтепродуктов	293.076.283	235.461.998
Переработка нефти и нефтепродуктов	99.137.367	78.160.260
Банк качества сырой нефти	(19.864.051)	(12.731.642)
Прочий доход	122.281.731	121.011.712
	<b>1.857.435.356</b>	<b>1.093.805.922</b>

Группа осуществляет реализацию сырой нефти на рынки через KMG I за исключением реализации в рамках договора поставки нефти (Примечание 21).

### 26. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015 (пересчитано)
Сырая нефть	678.037.107	–
Расходы по заработной плате	281.672.842	264.684.012
Износ, истощение и амортизация	167.171.547	125.640.063
Материалы и запасы	108.734.417	376.371.706
Прочие налоги	53.593.187	45.412.479
Транспортные расходы	47.654.973	44.184.858
Налог на добычу полезных ископаемых	40.676.527	68.196.680
Электроэнергия	37.924.337	34.200.157
Ремонт и содержание	32.546.598	23.850.186
Прочие	113.734.484	107.840.085
	<b>1.561.746.019</b>	<b>1.090.380.226</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 27. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015 (пересчитано)
Расходы по заработной плате	55.055.626	55.999.274
Консультационные услуги	11.969.388	10.073.266
Прочие налоги	8.195.559	5.876.211
Износ и амортизация	6.748.431	8.772.446
Социальные выплаты, не включенные в расходы по заработной плате	6.249.461	9.018.150
Благотворительность	1.544.528	7.347.604
НДС не взятый в зачет	1.252.092	2.312.065
Резервы на обесценение торговой дебиторской задолженности	3.614.402	366.508
Резервы на обесценение долгосрочных авансов	2.000.000	–
Резерв на обесценение прочих текущих активов	1.867.627	2.833.600
Резерв на обесценение запасов	1.058.595	1.391.281
Обесценение НДС к возмещению	(3.417.616)	51.548.508
Резервам по налогам, штрафам и пени	(10.849.789)	27.970.940
Прочие	32.386.860	27.713.990
	<b>117.675.164</b>	<b>211.223.843</b>

### 28. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015 (пересчитано)
Таможенная пошлина	84.119.112	84.592.482
Транспортировка	67.903.136	44.547.149
Рентный налог на экспорт сырой нефти	19.981.204	41.556.722
Расходы по заработной плате	6.834.599	7.709.726
Износ и амортизация	6.408.306	6.762.144
Прочие	13.226.726	10.152.356
	<b>198.473.083</b>	<b>195.320.579</b>

### 29. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ И НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2016	2015 (пересчитано)
Основные средства (Примечание 8)	3.250.130	66.438.443
Гудвилл (Примечание 11)	–	11.922.192
Активы по разведке и оценке (Примечание 9)	–	634.633
Нематериальные активы (Примечание 11)	32.549	52.772
	<b>3.282.679</b>	<b>79.048.040</b>

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 30. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

#### Финансовый доход

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015 (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках, займам и облигациям	<b>75.638.208</b>	47.540.011
Списание обязательств	<b>62.513.395</b>	44.411.619
Амортизация дисконта по займам от связанных сторон	<b>21.378.184</b>	20.456.740
Доход от досрочного погашения займов	–	54.836.897
Прочие	<b>8.361.901</b>	5.734.207
	<b>167.891.688</b>	172.979.474

#### Финансовые Затраты

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015 (пересчитано)
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	<b>169.590.948</b>	164.836.556
Амортизация дисконта по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	<b>14.933.481</b>	8.880.840
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов и экологическим обязательствам	<b>9.410.708</b>	8.528.403
Дисконт по активам по ставкам ниже рыночных	<b>4.077.354</b>	3.042.132
Прочие	<b>32.370.863</b>	13.049.115
	<b>230.383.354</b>	198.337.046

### 31. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ. НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015 (пересчитано)
ТОО «Тенгизшевройл»	<b>147.910.396</b>	162.160.337
Каспийский Трубопроводный Консорциум	<b>74.908.750</b>	367.216
Мангистау Инвестмент Б.В.	<b>29.766.202</b>	19.703.238
ТОО «КазРосГаз»	<b>18.647.418</b>	36.252.976
Valseira Holdings B.V.	<b>10.414.188</b>	(123.491)
КМГ Кашаган Б.В.	<b>7.725.887</b>	(13.047.635)
ТОО «КазГерМунай»	<b>5.129.532</b>	2.674.277
Ural Group Limited BVI	<b>(1.577.557)</b>	(4.915.490)
ТОО «Бейнеу-Шымкент»	<b>(3.452.438)</b>	(60.432.674)
ТОО «Казахойл-Актобе»	<b>(11.535.479)</b>	(449.229)
«ПетроКазахстан Инк.»	<b>(15.809.732)</b>	(16.466.411)
Казахстанско-Китайский трубопровод	–	(17.540.840)
Доли в (убытках) / прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	<b>8.063.823</b>	4.625.142
	<b>270.190.990</b>	112.807.416

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2016 года в сумме 74.457.414 тысяч тенге (в 2015 году: 60.482.541 тысяча тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2016 года в сумме 2.301.839 тысяч тенге (в 2015 году: 4.114.767 тысяч тенге) представляет собой в основном корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015 (пересчитано)
<b>Текущий подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	<b>80.090.378</b>	163.625.299
Налог на сверхприбыль	<b>(1.128.184)</b>	8.130.592
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	<b>4.637.262</b>	15.564.793
<b>Отсроченный подоходный налог:</b>		
Корпоративный подоходный налог	<b>45.733.941</b>	(37.650.281)
Налог на сверхприбыль	<b>15.543.024</b>	2.812.418
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	<b>18.914.716</b>	79.044.869
<b>Расходы по подоходному налогу</b>	<b>163.791.137</b>	231.527.690

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007-2015 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

## ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2016 и 2015 годах), к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016</b>	2015 (пересчитано)
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	<b>163.108.149</b>	52.976.616
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	<b>357.713.188</b>	653.693.071
Ставка подоходного налога	<b>20%</b>	20%
<b>Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли</b>	<b>104.164.267</b>	141.333.937
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий, облагаемая иными ставкам	<b>(31.851.639)</b>	1.762.312
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	<b>71.705.991</b>	54.098.983
Налог на сверхприбыль	<b>14.414.840</b>	10.943.010
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	<b>3.133.154</b>	(2.336.799)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	<b>(916.319)</b>	5.502.010
	<b>160.650.294</b>	211.303.453
<b>Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе</b>	<b>163.791.137</b>	231.527.690
<b>Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности</b>	<b>(3.140.843)</b>	(20.224.237)
	<b>160.650.294</b>	211.303.453

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчетные даты, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год Корпоративный подоходный налог	2016 год Налог на сверхприбыль	2016 год Налог у источника	2016 год Итого	2015 год Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	2015 год Налог на сверхприбыль (пересчитано)	2015 год Налог у источника (пересчитано)	2015 год Итого (пересчитано)
<b>Активы по отсроченному налогу</b>								
Основные средства	37.366.506	(1.899.726)	–	35.466.780	62.590.914	(1.899.726)	–	60.691.188
Перенесенные налоговые убытки	430.057.756	–	–	430.057.756	437.984.606	–	–	437.984.606
Начисленные обязательства в отношении работников	6.801.380	46.020	–	6.847.400	8.115.281	6.729	–	8.122.010
Обязательство за загрязнение окружающей среды	3.563.499	245	–	3.563.744	3.571.609	245	–	3.571.854
Прочие	27.424.474	162.597	–	27.587.071	36.302.109	31.105	–	36.333.214
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(404.888.041)	–	–	(404.888.041)	(403.971.722)	–	–	(403.971.722)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)	(35.249.859)	–	–	(35.249.859)
<b>Активы по отсроченному налогу</b>	<b>73.599.897</b>	<b>(1.690.864)</b>	<b>–</b>	<b>71.909.033</b>	<b>109.342.938</b>	<b>(1.861.647)</b>	<b>–</b>	<b>107.481.291</b>
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>								
Основные средства	102.407.438	15.716.011	–	118.123.449	94.290.979	2.204	–	94.293.183
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	173.127.471	173.127.471	–	–	154.212.755	154.212.755
Прочее	74.735	–	–	74.735	5.653.674	–	–	5.653.674
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)	(35.249.859)	–	–	(35.249.859)
<b>Обязательства по отсроченному налогу</b>	<b>75.756.496</b>	<b>15.716.011</b>	<b>173.127.471</b>	<b>264.599.978</b>	<b>64.694.794</b>	<b>2.204</b>	<b>154.212.755</b>	<b>218.909.753</b>
<b>Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу</b>	<b>2.156.599</b>	<b>17.406.875</b>	<b>173.127.471</b>	<b>192.690.945</b>	<b>(44.648.144)</b>	<b>1.863.851</b>	<b>154.212.755</b>	<b>111.428.462</b>

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****32. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2016 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 404.888.041 тысячу тенге (в 2015 году: 403.971.722 тысячи тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2016 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	<b>2016 год Налог на сверхпри-быль</b>	<b>2016 год Налог у источника</b>	<b>2016 год Итого</b>	2015 год Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	2015 год Налог на сверхприбыль (пересчитано)	2015 год Налог у источника (пересчитано)	2015 год Итого (пересчитано)	<b>2015 год Итого</b>
<b>Сальдо на 1 января</b>	<b>(44.648.144)</b>	<b>1.863.851</b>	<b>154.212.755</b>	111.428.462	26.588.654	(94.398)	75.167.886	<b>101.662.142</b>
Пересчет валюты отчетности	<b>258.403</b>	–	–	258.403	7.041.797	(854.169)	–	<b>6.187.628</b>
Прекращенная деятельность	<b>5.159</b>	–	–	5.159	(40.796.123)	–	–	<b>(40.796.123)</b>
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	<b>46.541.181</b>	<b>15.543.024</b>	<b>18.914.716</b>	80.998.921	(37.482.472)	2.812.418	79.044.869	<b>44.374.815</b>
<b>Сальдо на 31 декабря</b>	<b>2.156.599</b>	<b>17.406.875</b>	<b>173.127.471</b>	192.690.945	(44.648.144)	1.863.851	154.212.755	<b>111.428.462</b>

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		<b>Задолжен- ность связанных сторон</b>	<b>Задолжен- ность связанным сторонам</b>	<b>Деньги и депозиты на счетах связанных сторон</b>	<b>Задолжен- ность по займам связанным сторонам</b>
Компании, входящие в Самрук-Казына	<b>2016</b>	<b>250.189.225</b>	<b>1.755.168</b>	<b>227.330</b>	–
	2015	86.673.893	28.779.665	38.349	7.527.711
Ассоциированные компании	<b>2016</b>	<b>196.364.723</b>	<b>6.519.184</b>	–	–
	2015	238.975.765	2.740.195	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	<b>2016</b>	–	<b>8.783.316</b>	<b>308.652</b>	<b>539.518.308</b>
	2015	–	12.943.081	274.253	622.971.826
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	<b>2016</b>	<b>426.310.101</b>	<b>148.065.653</b>	–	–
	2015	386.156.435	71.317.430	–	–

#### *Задолженность связанных сторон*

В 2016 году, Компания предоставила дополнительный беспроцентный займ Самрук-Казына в сумме 203.888.218 тысяч тенге. Разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью в сумме 50.871.857 тысяч тенге Компания признала как распределение Самрук-Казына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

По состоянию на 31 декабря 2016 года изменения в задолженности ассоциированных компаний в основном связаны с выплатой основного долга и начисленных процентов на право требования по «Казахстанскому векселю» в сумме 28.907.749 тысяч тенге и 10.715.809 тысяч тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2016 года рост задолженности совместных предприятий в основном связан с предоплатой на поставку сырой нефти ТОО «Тенгизшевройл» в сумме 40.128.116 тысяч тенге. Изменения задолженности совместных предприятий также связаны с начислением процентов по займам, выданным ТОО «PetroKazakhstanOilProducts» и ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент», в сумме 6.306.385 тысяч тенге и 7.191.646 тысяч тенге, соответственно. Кроме того, Группа предоставила дополнительный беспроцентный займ ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» в сумме 11.440.207 тысяч тенге.

#### *Задолженность связанным сторонам*

По состоянию на 31 декабря 2015 года задолженность компаниям, входящим в группу Самрук-Казына, уменьшилась в связи с выплатой дивидендов Самрук-Казына и Национальному Банку РК в сумме 81.768.201 тысяча тенге и 9.085.134 тысячи тенге, соответственно

На 31 декабря 2016 года задолженность совместным предприятиям включала задолженность перед ТОО «КазРосГаз», ТОО «Казахойл Актобе», ТОО «Азиатский Газопровод», ТОО «Тенгизшевройл» и ТОО «Бейнеу-Шымкент» на сумму 53.550.549 тысяч тенге, 6.175.646 тысяч тенге, 13.277.218 тысяч тенге, 14.256.155 тысяч тенге и 46.509.577 тысячи тенге, соответственно (2015 год: 22.744.328 тысяч тенге, 2.998.459 тысяч тенге, 9.347.400 тысяч тенге, 3.055.893 тысячи тенге и 13.011.233 тысячи тенге, соответственно). В 2016 году КМГ Кашаган Б.В. полностью погасил дебиторскую задолженность в сумме 92.717.990 тысяч тенге.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

#### Задолженность по займам связанным сторонам

В 2016 году Компания произвела погашение займа, полученного от Самрук-Казына в сумме 11.308.821 тысяча тенге с процентной ставкой 7,99% годовых.

На 31 декабря 2016 года займы, полученные от прочих связанных сторон, в основном представляют собой займы полученные от БРК на общую сумму 533.340.616 тысяч тенге (2015 год: 617.040.165 тысяч тенге).

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течение 2016 и 2015 годов:

<i>В тысячах тенге</i>		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграж- дение от связанных сторон	Вознаграж- дение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	<b>2016</b>	<b>64.283.484</b>	<b>28.166.784</b>	<b>14.325.455</b>	<b>4.089.541</b>
	2015	52.538.731	25.971.548	4.731.537	561.667
Ассоциированные компании	<b>2016</b>	<b>25.429.144</b>	<b>61.467.268</b>	<b>13.417.271</b>	<b>4.379.044</b>
	2015	112.705.111	22.378.357	9.383.468	2.885.303
Прочие контролируемые государством стороны	<b>2016</b>	–	<b>4.764.444</b>	–	<b>25.424.702</b>
	2015	–	68.406.297	716.962	13.236.901
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	<b>2016</b>	<b>303.010.916</b>	<b>624.153.438</b>	<b>26.462.248</b>	<b>4.917.734</b>
	2015	278.198.209	125.179.943	15.982.970	–

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в Самрук-Казына, с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казахтелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (электричество), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). Также, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в Самрук-Казына, ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

#### Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, включая ключевой управленческий персонал дочерних предприятий, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 9.797.411 тысяч тенге и 9.017.155 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, денежные средства и краткосрочные вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

#### Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов.

#### Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения обменных курсов доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США.

В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанный с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США или/и нефинансовых активов и финансовых обязательств.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их незначительности для консолидированных результатов деятельности Группы.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого- обложения
<b>2016</b>	<b>+13%</b>	<b>(118.409.921)</b>
	<b>-13%</b>	<b>118.409.921</b>
2015	+60%	(584.523.503)
	-20%	210.171.684

#### Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой.

Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Рыночный риск (продолжение)

##### Риск изменения процентных ставок (продолжение)

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого- обложения
<b>2015 год</b>	<b>+0.60</b>	<b>(5.598.880)</b>
ЛИБОР	<b>-0.08</b>	<b>746.405</b>
 2014 год		
ЛИБОР	+0.50	(5.216.077)
	-0.12	1.251.859

#### Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в *Примечании 16*. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, займы и векселя к получению и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 12 и 18) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг <sup>1</sup>		2016	2015
		2016	2015		
Народный Банк	Казахстан	ВВ (отрицательный)	ВВ+ (отрицательный)	716.187.314	559.695.895
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Япония	А (позитивный) АА-	(стабильный) АА-	287.848.285	196.892.600
HSBC	Великобритания	(стабильный)	(стабильный)	166.649.716	63.252.229
BNP Paribas	Великобритания	А (стабильный)	А+ (стабильный)	166.295.295	170.156.317
Казкоммерцбанк	Казахстан	В- (стабильный)	В- (стабильный)	165.771.106	107.943.726
SOCIETE GENERALE	Switzerland	А (стабильный)		162.461.529	–
ING Bank	Нидерланды	А (стабильный)	А (стабильный)	161.907.378	148.227.731
Сбербанк России	Казахстан		ВВ+ (стабильный)	63.718.200	70.818.123
Алтын Банк	Казахстан	ВВ (стабильный)		45.247.477	131.729
РБК Банк	Казахстан	В- (стабильный)	В- (стабильный)	29.919.368	14.119.322
Credit Suisse	Британские Виргинские острова		ВВ+ (стабильный)	63.718.200	70.818.123
Citibank	Великобритания	А (стабильный)	А (стабильный)	25.472.932	30.300.719
Citibank	Казахстан	А (стабильный)	А (стабильный)	19.984.012	107.762.087
		А+( стабильный) ССС+		12.509.234	7.523.568
Delta Банк	Казахстан	(развивающийся)	В (стабильный)	11.984.344	8.577.796
Deutsche Bank	Нидерланды и Великобритания	ВВВ+ (позитивный)	АА- (стабильный)	10.935.579	197.643.658
АТФ Банк	Казахстан	В (стабильный)	В- (стабильный)	9.707.001	21.848.003
Цесна Банк	Казахстан	В+ (стабильный)	В+ (стабильный)	2.818.521	6.337.078
Форте Банк	Казахстан	В (стабильный)	В (стабильный)	2.166.169	1.410.307
Банк Центр Кредит	Казахстан	В (стабильный)	В (стабильный)	1.289.220	2.446.081
Евразийский Банк	Казахстан	В (стабильный)	В (стабильный)	614.348	15.908.613
КазинвестБанк	Казахстан	В- (стабильный)	В- (стабильный)	–	1.238.426
RBS Казахстан	Казахстан	–	–	–	107.005
Каспий Банк	Казахстан	–	–	–	492
Прочие банки				46.081.766	33.958.349
				<b>2.109.568.794</b>	<b>1.766.299.854</b>

На 31 декабря 2016 года Группа имела депозиты, размещенные в Delta банке на общую сумму 11.984.344 тысячи тенге. 30 декабря 2016 года по данным Standard & Poor's долгосрочный / краткосрочный кредитный рейтинг Delta Банк был понижен с «В/В» до «ССС+/С», а затем, 16 февраля 2017 года, до «D/D», в следствие не выплаты основного долга по облигациям в размере 9,8 млрд.тенге. 23 февраля 2017 года Delta Банк погасил задолженность по просроченным облигациям и 27 февраля 2017 года объявил о получении займа в сумме 45,6 млрд.тенге с целью погашения облигаций на сумму 18,4 млрд.тенге.

Основываясь на последней опубликованной финансовой информации Delta Банк, а также действиях, предпринятых государственными органами Республики Казахстан до настоящего времени и ожидаемых в будущем, Группа полагает, что в настоящее время не требуется создание резервов на обесценение. Постоянная поддержка со стороны государственных органов Республики Казахстан является ключевым допущением в выводах руководства о том, что не требуется создание резервов на обесценение, и основывается на анализе руководством всей имеющейся информации на дату утверждения консолидированной финансовой отчетности.

<sup>1</sup> Источник: Интерфакс – Казахстан, Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

#### Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	До востребо- вания	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	<b>Итого</b>
<b>На 31 декабря 2016 года</b>						
Займы	80.004.420	12.921.740	373.280.508	1.572.032.557	1.148.905.492	3.187.144.717
Торговая кредиторская задолженность	119.638.134	118.852.271	40.736.206	–	–	279.226.611
	<b>199.642.554</b>	<b>131.774.011</b>	<b>414.016.714</b>	<b>1.572.032.557</b>	<b>1.148.905.492</b>	<b>3.466.371.328</b>
<b>На 31 декабря 2015 года</b>						
Займы	41.340.415	15.517.298	283.075.724	2.037.121.260	1.579.219.648	3.956.274.345
Торговая кредиторская задолженность	14.242.241	98.856.133	60.917.882	–	–	174.016.256
	<b>55.582.656</b>	<b>114.373.431</b>	<b>343.993.606</b>	<b>2.037.121.260</b>	<b>1.579.219.648</b>	<b>4.130.290.601</b>

\* Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании (Примечание 20), в виду неопределенности наступления сроков погашения.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)****Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости**

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

	2016				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	42.123.003	63.663.823	–	63.663.823	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	2.099.674.818	2.250.517.072	1.945.130.199	305.386.873	–
Финансовая Гарантия	13.471.461	13.471.461	–	13.471.461	–
Инвестиционная недвижимость	29.480.044	29.987.922	–	29.987.922	–
	2015				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	41.840.972	93.722.183	–	93.722.183	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	2.185.653.220	2.230.487.370	1.960.846.551	269.640.819	–
Финансовая Гарантия	9.160.158	9.160.158	–	9.160.158	–
Производные финансовые инструменты	(174.880)	(174.880)	–	(174.880)	–
Инвестиционная недвижимость	29.260.917	32.496.894	–	32.496.894	–

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и займов с фиксированной ставкой вознаграждения были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам. В течение 2016 года перемещений справедливой стоимости по уровням оценки между Уровнем 1 и Уровнем 2 не производилось.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 35. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения	
			2016	2015
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и дочерние организации («РД КМГ»)	Разведка и добыча	Казахстан	<b>63.02%</b>	63.21%
АО «КазТрансГаз» и дочерние организации («КТГ»)	Транспортировка газа	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации («КТО»)	Транспортировка нефти	Казахстан	<b>90%</b>	90%
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации («КМГ ПМ»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
АО «КазМунайТениз» и дочерние организации («КМТ»)	Разведка и добыча	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации (КМГС)	Сервисные проекты	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	<b>100.00%</b>	100.00%
«KMG International N.V.» и дочерние организации («KMG I»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	Разведка и добыча	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «KMG Systems and Services» (прежде KMG Transcaspian LLP)	Сервисные проекты	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	Транспортировка нефти	Нидерланды	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО "КМГ Карачаганак"	Разведка и добыча	Казахстан	<b>100.00 %</b>	100.00%
АО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти	Казахстан	<b>100.00%</b>	100.00%
ТОО «Актаунфтесервис» и дочерние организации («АНС»)	Нефтесервисные проекты		<b>100.00%</b>	100.00%

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

#### Операционная среда

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

#### Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном, сырой нефти и нефтепродуктов. Исторически, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличению в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

#### Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая подходов к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2016 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2016 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Налогообложение (продолжение)

##### *Комплексная налоговая проверка КМГ РД за 2009-2012 годы*

В 2015 году КМГ РД получил окончательное уведомление по результатам комплексной налоговой проверки за 2009-2012 годы на сумму 38.512.000 тысяч тенге, включая налоговое требование, административный штраф и пеню. КМГ РД не согласен с результатами налоговой проверки и направил апелляцию в Комитет государственных доходов. В соответствии с решением Специального межрайонного административного суда города Астаны сумма административного штрафа была снижена до 2.002.000 тысяч тенге. КМГ РД планирует подать апелляцию на оставшуюся сумму 13.486.000 тысяч тенге в соответствующие суды. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает в себя условные обязательства, относящиеся ко всей сумме претензии.

##### *НДС к возмещению КМГ РД*

31 августа 2016 года КМГ РД подал заявление на возмещение НДС в размере 57.410.000 тысяч тенге, из которых 46.558.000 тысяч тенге связаны с продажей активов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» (дочерние организации КМГ РД) в 2012 году. 10 октября 2016 года сумма в размере 24.567.000 тысяч тенге налоговыми органами была подтверждена к возмещению, и была получена КМГ РД в 2016 году. В данной консолидированной финансовой отчетности КМГ РД восстановил начисленный в предыдущем периоде резерв на НДС на сумму 24.567.000 тысяч тенге.

##### *Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) КМГ РД*

В сентябре 2016 года АО «Озенмунайгаз» получило одобрение на применение временно сниженной ставки НДПИ для месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Пониженная ставка НДПИ установлена в размере 9,0% (по сравнению с 13,0% в 2015 году) на весь 2016 год при условии, что в 2016 году месторождения Узень и Карамандыбас признают убыток в налоговом учете для целей расчета корпоративного подоходного налога на основе примененного налогового законодательства. Эффект от снижения ставки составляет 14.896.000 тысяч тенге, которые были включены в полном объеме в эту консолидированную финансовую отчетность, так как руководство ожидает, что АО "Озенмунайгаз" в последующем будет иметь налогооблагаемый убыток при подаче финальной налоговой декларации за 2016 год.

##### *Рентный налог КМГ РД*

В 2016 году были введены изменения в налоговое законодательство в отношении методологии расчета рентного налога. На основании данных изменений и переписки с налоговыми органами КМГ РД решил пересмотреть налоговые декларации за период 2012-2015 годов, и снизить сумму текущего рентного налога к оплате на 11.664.000 тысяч тенге, которая составляет сумму уменьшения рентного налога, применяя новую ставку к этим периодам.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки.

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый опыт применения. Более того, закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки.

В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2016 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2016 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

#### Проверки возмещаемых затрат

В соответствии с основными принципами соглашения о разделе продукции («СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещения затрат проведенных до 31 декабря 2016 года, определенные затраты классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря, 2016 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 201.091.569 тысяч тенге (2015 год: 217.166.089 тысяч тенге). Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

---

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Гражданское разбирательство (KMG International N.V.)

В соответствии с постановлением от 22 апреля 2016 года Прокуратура Румынии совместно с Департаментом по борьбе с организованной преступностью и терроризмом (DPCOT) продолжила расследование в отношении 26 физических лиц (14 из которых являются бывшими работниками KMG I). Согласно данному постановлению, в число подозреваемых были включены KMG I, SC Oilfield Exploration Business Solutions SA и SC Rompetrol Rafinare S.A. (дочерние организации KMG I). Сумма предъявленных претензий по гражданскому иску составляет 1.724.168.825 румынских РОН, 290.786.616 долларов США и 34.941.924 евро (эквивалент 760 миллионов долларов США или 253,300 миллионов тенге). В соответствии с Постановлением от 6 мая 2016 года, DPCOT в целях обеспечения возмещения ущерба установлен арест движимого и недвижимого имущества за исключением банковских счетов, дебиторской задолженности и запасов KMG I, SC Oilfield Exploration Business Solutions SA и SC Rompetrol Rafinare S.A. Установленный арест не оказал влияния на операционную деятельность компаний. KMG I проводится работа по обжалованию Постановления о наложении ареста в национальных судах и международном арбитраже. Слушания Верховного суда прошли 13 июня 2016 года, в результате которых обжалование было полностью отклонено. Проведение судебного процесса ожидается после окончания расследования. 22 июля 2016 года Компания и KMG I предоставили властям Румынии Уведомление об инвестиционных спорах, основанное на Соглашении между Правительством Румынии и Правительством Республики Казахстан, Соглашении между Правительством Королевства Нидерландов и Правительством Румынии и Договоре Энергетической Хартии. Предоставление Уведомления об инвестиционных спорах представляет собой первый процедурный шаг, который может стать причиной возникновения арбитражного спора между инвестором и страной, в которой была осуществлена инвестиция. Если соглашение между Группой и властями Румынии не будет достигнуто, то дело будет передано на рассмотрение Международного центра по урегулированию инвестиционных споров при Всемирном банке или в Арбитражный институт Торговой палаты Стокгольма.

Руководство Группы считает, что до завершения расследования и предъявления полной информации о претензиях, создание резервов не требуется.

#### Судебные разбирательства ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP"

KMG D&S (дочерняя организация Группы) вовлечена в арбитражное разбирательство с Консорциумом компаний ТОО "Ерсай Каспиан Контрактор" и ТОО "Caspian Offshore and Marine Construction LLP" (далее - "Консорциум" или "Истцы") по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ), заявление по которому подано Консорциумом в Лондонский международный арбитражный суд. Иск Консорциума получен KMG D&S 17 января 2017 года. В резолютивной части Иска указаны следующие требования Истца:

- признание изменения проекта вследствие изменений требований регулирующих органов, увеличение стоимости Договора вследствие таких изменений, возмещение вытекающих убытков;
- продление сроков поставки СПБУ в связи с допустимыми задержками;
- признание просрочки подписания актов выполненных работ и оплаты стоимости ключевых этапов строительства СПБУ 5,6,7 и взыскание неустойки по просроченным платежам.
- компенсация ущерба, вытекающего из увеличения стоимости Договора, нарушения Договора, а также валютных корректировок и дополнительных расходов Консорциума.

Сумма иска составляет более 141.501 тысячи долларов США (эквивалентно 47.160.861 тысяча тенге) и не является окончательной, поскольку в иск также включены требования удорожания проекта в результате валютных корректировок и возмещения дополнительных расходов Консорциума, однако суммы по данным требованиям не представлены.

Группа с предъявленными требованиями не согласна и по завершении анализа иска приступит к формированию доводов защиты. Для защиты интересов Группой привлечены юридические и технические консультанты, независимые эксперты.

Существует неопределенность касательно результата судебного разбирательства. На 31 декабря 2016 года Группа не признает резерв по данному иску.

## ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

### 36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

#### Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребностью внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

В 2016 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 3.236.644 тонн сырой нефти (в 2015 году: 5.510.786 тонн), включая совместные предприятия на внутренний рынок.

#### Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2014 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2017	137.188.527	9.176.156
2018	20.922.637	4.731.850
2019	16.562.701	5.331.863
2020	8.270.115	5.622.882
2021-2048	12.249.354	18.255.167
<b>Итого</b>	<b>195.193.334</b>	<b>43.117.918</b>

#### Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2016 года обязательства Группы по договору поставки нефти составили 24,6 миллионов тонн со сроком поставки до марта 2020 года.

#### Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2016 года у Группы, включая совместные предприятия, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 995.145.776 тысяч тенге (2015: 730.593.026 тысяч тенге).

#### Нефинансовые гарантии

На 31 декабря 2016 и 2015 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных сторон по договорам на куплю-продажу природного газа, транспортировку и прочим договорам. На отчетную дату руководство Группы считает, что не было случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ**

Руководство Группы анализирует сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по валовой прибыли и чистой прибыли.

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки.

Деятельность Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2016 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	112.656.378	188.176.142	483.593.658	992.583.481	80.425.697	–	1.857.435.356
Доход от реализации другим сегментам	739.286.768	45.849.567	18.364.837	58.996.031	42.593.080	(905.090.283)	–
<b>Итого доходов</b>	<b>851.943.146</b>	<b>234.025.709</b>	<b>501.958.495</b>	<b>1.051.579.512</b>	<b>123.018.777</b>	<b>(905.090.283)</b>	<b>1.857.435.356</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>419.643.185</b>	<b>97.474.945</b>	<b>153.714.720</b>	<b>132.766.007</b>	<b>(10.017.778)</b>	<b>(497.891.742)</b>	<b>295.689.337</b>
Финансовый доход	33.625.179	9.138.097	14.200.584	31.912.152	137.722.140	(58.706.464)	167.891.688
Финансовые затраты	(13.229.134)	(4.829.755)	(27.210.248)	(45.814.320)	(194.230.327)	54.930.430	(230.383.354)
Износ, истощение и амортизация	(77.003.750)	(31.799.193)	(28.652.432)	(34.080.013)	(9.057.477)	–	(180.592.865)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(1.134.659)	(679.061)	1.575.152	(51)	(3.044.060)	–	(3.282.679)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	163.204.602	79.407.009	15.191.245	10.839.301	1.548.833	–	270.190.990
Расходы по подоходному налогу	(76.672.148)	(13.941.937)	(26.531.702)	(19.297.752)	(27.347.598)	–	(163.791.137)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>285.204.844</b>	<b>149.302.835</b>	<b>95.731.109</b>	<b>564.774.494</b>	<b>(697.184.832)</b>	<b>(37.657.407)</b>	<b>360.171.043</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.440.284.418	149.567.256	80.723.711	31.350.162	4.351.263	–	3.706.276.810
Капитальные затраты	147.284.800	42.612.060	88.851.035	233.253.447	42.140.785	–	554.142.127
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(19.786.389)	(2.470.383)	(8.329.262)	(5.933.387)	(2.196.200)	–	(38.715.621)
<b>Активы сегмента</b>	<b>6.210.069.721</b>	<b>831.909.870</b>	<b>1.295.190.723</b>	<b>3.459.862.728</b>	<b>1.682.382.885</b>	<b>(1.596.338.657)</b>	<b>11.883.077.270</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>529.270.606</b>	<b>164.038.032</b>	<b>663.338.007</b>	<b>2.693.298.363</b>	<b>3.089.738.401</b>	<b>(1.534.877.054)</b>	<b>5.604.806.355</b>

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)****37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)**

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2015 год:

<i>В тысячах тенге</i>	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие*	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	27.780.657	193.940.554	373.081.073	418.895.127	80.108.511	–	1.093.805.922
Доход от реализации другим сегментам	591.822.009	43.589.021	1.238.250	4.745.358	21.542.805	(662.937.443)	–
<b>Итого доходов</b>	<b>619.602.666</b>	<b>237.529.575</b>	<b>374.319.323</b>	<b>423.640.485</b>	<b>101.651.316</b>	<b>(662.937.443)</b>	<b>1.093.805.922</b>
<b>Валовая прибыль</b>	<b>254.150.812</b>	<b>106.475.440</b>	<b>97.163.649</b>	<b>70.976.890</b>	<b>(11.059.000)</b>	<b>(514.282.095)</b>	<b>3.425.696</b>
Финансовый доход	40.185.303	5.088.707	10.281.584	5.747.908	145.472.682	(33.796.710)	172.979.474
Финансовые затраты	(9.798.925)	(3.392.996)	(26.096.094)	(10.342.142)	(174.031.025)	25.324.136	(198.337.046)
Износ, истощение и амортизация	(49.961.419)	(26.657.680)	(25.652.523)	(27.855.163)	(11.310.026)	–	(141.436.811)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, включая гудвилл	(24.854.737)	(1.189.514)	(5.136.242)	(4.281.314)	(31.664.041)	–	(67.125.848)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	151.273.139	(13.704.207)	(24.560.703)	200.375	(401.188)	–	112.807.416
Расходы по подоходному налогу	(223.286.459)	(25.132.258)	(1.534.705)	32.673.499	(14.247.767)	–	(231.527.690)
<b>Чистая прибыль за год</b>	<b>561.394.306</b>	<b>79.680.215</b>	<b>(121.488.045)</b>	<b>(360.405.396)</b>	<b>370.928.022</b>	<b>(35.426.081)</b>	<b>494.683.021</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.243.334.533	60.522.184	92.468.369	23.445.191	3.169.468	–	3.422.939.745
Капитальные затраты	251.771.251	80.075.523	96.683.410	167.298.364	30.621.148	–	626.449.696
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(11.602.749)	(855.459)	(5.862.523)	(6.614.583)	(5.863.282)	–	(30.798.596)
<b>Активы сегмента</b>	<b>6.222.958.294</b>	<b>713.980.295</b>	<b>1.087.756.149</b>	<b>2.212.877.178</b>	<b>1.212.755.839</b>	<b>(740.670.097)</b>	<b>10.709.657.658</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>568.163.254</b>	<b>172.158.449</b>	<b>517.619.492</b>	<b>1.495.561.554</b>	<b>2.552.194.461</b>	<b>(686.217.349)</b>	<b>4.619.479.861</b>

\*Некоторые суммы, приведенные здесь, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2015 год, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 6.

**ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**(продолжение)**

---

**38. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ**

19 января 2017 года Группа осуществила частичное погашение по выпущенным облигациям, держателем которых является АО "Банк развития Казахстана". Сумма погашения составила 22.568.510 тысяч тенге, включая вознаграждение в сумме 5.006.615 тысяч тенге.

23 января 2017 года Группа выплатила основной долг и вознаграждение по займам, полученным от АО "Банк развития Казахстана" в сумме 21.092.997 тысяч тенге и 9.755.664 тысяч тенге, соответственно.

27 января 2017 года КМГ РД получил уведомление по результатам апелляции, связанной с комплексной налоговой проверкой за 2009-2012 годы и соответствующего решения Комитета государственных доходов по снижению общего налогового долга и пени до 11.483 миллионов тенге. 31 января 2017 года КМГ РД получил решение Специального межрайонного административного суда города Астана по сокращению административного штрафа, связанного с комплексной налоговой проверкой за 2009-2012 годы до 2.002 миллиона тенге. Резервы под уплату налогов, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, были снижены на 18.754 миллиона тенге с учетом этого решения.

17 февраля 2017 года Компания выпустила 5.187.152 простых акций. В оплату Компания получила газопроводы и сопутствующие к ним сооружения на общую сумму 12.967.879 тысяч тенге и денежные средства в размере 1 тысяча тенге.

**ГОЛОВНОЙ ОФИС КОМПАНИИ**

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»  
ул. Кабанбай Батыра, 19  
г. Астана 010000  
Казахстан

**ГОЛОВНОЙ ОФИС KMG FINANCE**

KazMunaiGaz Finance Sub B.V.  
ул. Стравинского, 723  
(ВТЦ Башня А, 7-й этаж)  
1077 XX Амстердам  
Нидерланды

**СООРГАНИЗАТОРЫ И ДИЛЕРЫ**

**Citigroup Global Markets Limited**

Citigroup Centre  
Canada Square  
Canary Wharf  
Лондон E14 5LB  
Великобритания

**АО «Halyk Finance»**

Республика Казахстан  
A05A1B9, г. Алматы  
пр. Абая, 109B

**J.P. Morgan Securities plc**

25 Bank Street  
Canary Wharf  
London E14 5JP  
Великобритания

**MUFG Securities EMEA plc**

Ropemaker Place  
25 Ropemaker Street  
London EC2Y 9AJ  
Великобритания

**Лондонский филиал UBS AG**

5 Broadgate  
Лондон EC2M 2QS  
Великобритания

**ГЛАВНЫЙ ПЛАТЕЖНЫЙ  
АГЕНТ, ТРАНСФЕР-АГЕНТ И  
РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ**

**Лондонский филиал Citibank, N.A.**

Citigroup Centre  
Canada Square  
Лондон E14 5LB  
Великобритания

**ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ  
УПРАВЛЯЮЩИЙ**

**Citicorp Trustee Company Limited**

Citigroup Centre  
Canada Square  
Лондон E14 5LB  
Великобритания

**РЕГИСТРАТОР, ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ И ТРАНСФЕР-АГЕНТ**

**Citigroup Global Markets Deutschland AG**

Reuterweg 16  
60323 Франкфурт  
Германия

**ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ**

*Компании по праву Англии и США:*

**Dechert LLP**  
160 Queen Victoria Street  
Лондон EC4V 4QQ  
Великобритания

*Компании по праву Казахстана:*

**ФК «Декерт Казахстан Лимитед»**  
Бизнес-центр Достык  
пр. Достык 43  
Четвертый этаж  
Алматы 050010  
Казахстан

*Дилеров по праву Англии и США:*

**White & Case LLP**  
5 Old Broad Street  
Лондон EC2N 1DW  
Великобритания

*Дилеров по праву Казахстана:*

**ТОО «Уайт энд Кейс Казахстан»**  
11-этаж, БЦ «Талан Тауэрс»  
ул. Достык, 16  
Астана 010016  
Казахстан

*KMG Finance по праву Нидерландов:*

**DLA Piper Nederland N.V.**  
Amstelveenseweg 638  
1081 JJ Амстердам  
Нидерланды

**Keijzer Drijver Priester & van der Stoel**  
PO Box 23542  
3001 KM Роттердам  
Westerkade 5  
3016 CL Роттердам

**АУДИТОРЫ**

*Компании:*

**ТОО «Эрнст энд Янг»**  
Есентай Тауэр, 77/7, проспект Аль-Фараби  
Алматы 050060  
Казахстан