



ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ПРИМЕЧАНИЕ: Перед тем, как ознакомиться с настоящим документом, внимательно прочтите следующую информацию, относящуюся к Базовому проспекту, текст которого начинается со следующей страницы. Соответственно, рекомендуем внимательно прочитать приведенную здесь информацию до того, как начать изучение Базового проспекта, осуществить к нему доступ или использовать его каким-либо иным образом. При доступе к Базовому проспекту Вы обязуетесь соблюдать нижеуказанные условия, включая любые вносимые в них изменения, в каждом случае получения Вами от нас какой-либо информации в результате такого доступа.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ СООБЩЕНИИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ О ПРОДАЖЕ ЦЕННЫХ БУМАГ В КАКОЙ-ЛИБО ЮРИСДИКЦИИ, ГДЕ ТАКИЕ ДЕЙСТВИЯ ЯВЛЯЮТСЯ НЕЗАКОННЫМИ. ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА (ДАЛЕЕ – ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ) ИЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА США ИЛИ ИНОЙ ЮРИСДИКЦИИ; ТАКЖЕ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖА ЦЕННЫХ БУМАГ НА ТЕРРИТОРИИ США ИЛИ ЗА СЧЕТ, ОТ ИМЕНИ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ ЛИЦ США (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В ПОЛОЖЕНИИ S СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), КРОМЕ СЛУЧАЕВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГИСТРАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ И ПРИМЕНИМЫМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ, ИЛИ В СДЕЛКАХ, К КОТОРЫМ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ.

ПЕРЕСЫЛКА ИЛИ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПРИЛАГАЕМОГО ДОПОЛНЕНИЯ К БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ КАКИМ-ЛИБО ИНЫМ ЛИЦАМ И ЕГО ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ В КАКОЙ БЫ ТО НИ БЫЛО ФОРМЕ НЕ ДОПУСКАЮТСЯ, И ЛЮБАЯ ПЕРЕСЫЛКА, РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИЛИ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО ЗАПРЕЩАЮТСЯ. НЕСОБЛЮДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ТРЕБОВАНИЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ.

Подтверждение Вашего Заверения: Для получения права изучать Базовый проспект или принимать инвестиционное решение в отношении предлагаемых ценных бумаг, инвесторы должны быть либо (1) квалифицированными институциональными покупателями (Qualified Institutional Buyers) (далее - **QIB**) (в значении, предусмотренном Правилom 144A согласно Закону о ценных бумагах), либо (2) лицами, не являющимися лицами США (в значении, предусмотренном Положением S согласно Закону о ценных бумагах), находящимися за пределами США. Базовый проспект направляется Вам по Вашему требованию, и в случае принятия электронного сообщения и получения доступа к Базовому проспекту, считается, что Вы предоставили нам заверение о том, что (1) Вы (или, если Вы действуете за счет другого лица, такое лицо является) являетесь либо (a) QIB, либо (b) лицом, не являющимся лицом США, и что адрес электронной почты, который Вы нам предоставили и по которому был направлен Базовый проспект (или, если Вы действуете за счет другого лица, что такое лицо) находится за пределами США, и (2) что Вы предоставили (или, если Вы действуете за счет другого лица, такое лицо предоставило) согласие на передачу Базового проспекта посредством электронных средств связи.

Напоминаем, что Базовый проспект направлен Вам на том основании, что Вы являетесь лицом, которому настоящий Базовый проспект может быть передан законным образом в соответствии с законодательством той юрисдикции, в которой Вы находитесь, при этом Вы не можете и Вам не разрешается передавать настоящий Базовый проспект каким-либо иным лицам.

Материалы, связанные с выпуском ценных бумаг, не являются предложением или приглашением к приобретению и не должны использоваться в связи с такими предложениями или приглашениями к приобретению в каком бы то ни было месте, где такие предложения или приглашения к приобретению не разрешены законом. Если в какой-либо юрисдикции требуется, чтобы предложение было сделано лицензированным брокером или дилером, и если гаранты размещения выпуска или любое аффилированное лицо гарантов размещения выпуска является лицензированными брокерами или дилерами в такой юрисдикции, предложение считается сделанным гарантом размещения выпуска либо таким аффилированным лицом от имени «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.» в такой юрисдикции.

Настоящее Дополнение направлено Вам в электронной форме. Напоминаем, что переданные таким образом документы могут быть изменены в процессе электронной передачи данных, и, следовательно, никто из Дилеров (как определено в Базовом проспекте), ни какое-либо контролирующее их лицо, ни кто-либо из их директоров, должностных

лиц, работников или агентов или аффилированных лиц любого такого лица не принимают на себя какой-либо ответственности или обязательства какого-либо характера в отношении каких-либо несоответствий между Базовым проспектом, предоставленным Вам в электронной форме или на бумажном носителе, которое может быть направлено Вам по требованию любым таким Дилером.

«KazMunaiGas Finance Sub B.V.»

(компания с ограниченной ответственностью, зарегистрированная в соответствии с законодательством Нидерландов)

Программа выпуска среднесрочных Глобальных Облигаций на сумму 7 500 000 000 долларов США

под безусловную и безотзывную гарантию
АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
(акционерного общества,

учрежденного в соответствии с законодательством Республики Казахстан)

В рамках настоящей Программы выпуска среднесрочных глобальных облигаций на сумму 7,5 млрд. (7 500 000 000) долларов США (далее – **Программа**) компания «KMG Finance Sub B.V.» (далее – **Эмитент**) вправе периодически выпускать облигации (далее – **Облигации**) под безусловную и безотзывную гарантию (далее – **Гарантия**), предоставленную АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее в отдельности – **Гарант**), номинированные в любой валюте по согласованию между Эмитентом, Гарантом и соответствующим Дилером(-ами) (как определено ниже). Облигации будут создаваться на основании и в их отношении будут действовать условия трастового договора от 18 июня 2008 года, дополненного дополнительным трастовым договором от 8 июля 2009 года и последующим дополнительным трастовым договором от 15 апреля 2010 года (вместе далее с учетом дополнений, изменений или новых редакций, которые могут быть внесены или приняты в будущем – **Трастовый договор**), заключенного между Эмитентом, Гарантом и «Citigroup Trustee Company Limited» (далее – **Трастовый управляющий**, при этом данный термин включает любого трастового управляющего, являющегося правопреемником по Трастовому договору). С 15 апреля 2010 года Эмитент и Гарант увеличили размер Программы с 5 млрд. (5 000 000 000) долларов США до 7,5 млрд. (7 500 000 000) долларов США. Максимальная совокупная номинальная стоимость Облигаций, выпущенных в рамках Программы, не должна превышать 7,5 млрд. (7 500 000 000) долларов США (или эквивалентную сумму в другой валюте, рассчитываемую в порядке, предусмотренном в Дилерском соглашении, которое упоминается в настоящем Базовом проспекте), подлежащую увеличению как указано в настоящем Базовом проспекте. Любые Облигации, выпущенные после даты настоящего Базового проспекта, выпущены в соответствии с положениями настоящего Базового проспекта.

Настоящий Базовый проспект заменяет собой Базовый проспект, относящийся к Программе, от 8 июля 2009 года.

Заявка направлена (i) в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг (в этом качестве далее – **Комиссия Великобритании по листингу**), действующее в качестве компетентного органа в соответствии с Законом о финансовых услугах и рынках 2000 года с изменениями и дополнениями (далее – **FSMA**) на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта, в официальный список Комиссии Великобритании по листингу (далее – **Официальный список**), а также (ii) на Лондонскую фондовую биржу (London Stock Exchange plc) (далее – **Лондонская фондовая биржа**) на допуск таких Облигаций к торгам на Организованном рынке Лондонской фондовой биржи (далее – **Организованный рынок**). Ссылки в настоящем Базовом проспекте на Облигации, включенные в «список» (и все соответствующие ссылки), означают, что такие Облигации включены в Официальный список и допущены к торгам на Организованном рынке. «Организованный рынок» означает организованный рынок для целей Директивы 2004/39/ЕС (далее – Директива о рынках финансовых инструментов). Уведомление о совокупной номинальной стоимости Облигаций, вознаграждении (если применимо), выплачиваемом по ним, цене выпуска, а также о любых иных положениях и условиях, не содержащихся в настоящем Базовом проспекте, которые применяются к каждому Траншу (как определено ниже) Облигаций, будут изложены в Окончательных условиях, которые относятся к Облигациям, подлежащим включению в Официальный список и допуску к торгам на Лондонской фондовой бирже, и будут направлены в Комиссию Великобритании по листингу и на Лондонскую фондовую биржу до даты выпуска Облигаций такого транша

включительно.

В рамках Программы также допускается выпуск нелистинговых Облигаций или Облигаций, включаемых в списки каких-либо иных или дополнительных органов по листингу, фондовых бирж или систем котировок по согласованию между Эмитентом, Гарантом и соответствующим(и) Дилером(-ами).

Факторы, которые могут повлиять на способность Эмитента и Гаранта выполнить свои обязательства, предусмотренные Программой, а также факторы, которые являются существенными для оценки рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы, изложены в разделе «Факторы риска», начиная со страницы 35.

Ни Облигации, ни Гарантия не зарегистрированы и не будут регистрироваться в соответствии с Законом США о ценных бумагах 1933 года с дополнениями и изменениями (далее – **Закон о ценных бумагах**). С учетом определенных исключений, предложение, продажа или поставка Облигаций на территории Соединенных Штатов или лицам США не допускается. Предложение и продажа Облигаций допускаются (i) на территории Соединенных Штатов Америки квалифицированным институциональным покупателям (далее – **QIB**) (как определено в Правиле 144А Закона о ценных бумагах (далее – **Правило 144А**), которые также являются квалифицированными приобретателями (далее – **QP**), как определено в Разделе 2(a)(51) Закона США об инвестиционных компаниях 1940 года с изменениями и дополнениями (далее – **Закон об инвестиционных компаниях**) с учетом освобождения от регистрации, предусмотренного Правилем 144А (далее – **Облигации, регулируемые Правилем 144А**), и (ii) за пределами Соединенных Штатов лицам, не являющимся лицами США, при осуществлении оффшорных операций на основании требований Положения S (далее – **Положение S**) согласно Закону о ценных бумагах (далее – **Облигации, регулируемые Положением S**, а совместно с Облигациями, регулируемые Правилем 144А – **Облигации**). Потенциальные приобретатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут воспользоваться освобождением от требований Раздела 5 Закона о ценных бумагах, предусмотренным Правилем 144А.

Минимальная номинальная стоимость любых Облигаций, выпускаемых в рамках Программы, составляет 50 000 евро (или эквивалентную сумму в любой иной валюте на дату выпуска соответствующих Облигаций).

	<i>Соорганизаторы</i>	
Credit Suisse		The Royal Bank of Scotland
	<i>Дилеры</i>	
Credit Suisse	HSBC	J.P Morgan
•		•

ДАТА НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА – 15 АПРЕЛЯ 2010 Г.

Настоящий Базовый проспект должен рассматриваться и толковаться совместно с любыми дополнениями к нему, а в отношении любого Транша Облигаций должен рассматриваться и толковаться совместно с соответствующими Окончательными условиями. Настоящий Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей статьи 5.4 Директивы 2003/71/ЕС (далее – Директива о проспектах выпуска ценных бумаг).

С учетом вышеуказанного требования и в соответствии со всеми применимыми требованиями законодательства, регулятивными требованиями и/или требованиями центрального банка, номинальная стоимость выпускаемых Облигаций указывается в соответствующих Окончательных условиях.

Облигации могут выпускаться на непрерывной основе для одного или нескольких Дилеров, указанных в разделе «*Общее описание Программы*», и для любого дополнительного Дилера или Дилеров, время от времени назначаемых в рамках Программы Эмитентом и Гарантом на постоянной основе или в связи с конкретным выпуском Облигаций (далее каждый в отдельности – Дилер, а совместно – Дилеры). Ссылки в настоящем Базовом проспекте на «соответствующего Дилера» или «соответствующих Дилеров» в отношении выпуска какого-либо отдельного Транша Облигаций являются ссылками на Дилера или Дилеров, предоставивших согласие на подписку на этот конкретный Транш Облигаций.

Никакие лица не уполномочены предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, не содержащиеся в настоящем Базовом проспекте или любом ином документе, заключенном в связи с Программой, или противоречащие настоящему Базовому проспекту или такому документу, или любой информации, предоставленной Эмитентом или Гарантом, или иной общедоступной информации, а в случае предоставления, такая информация и заверения не должны рассматриваться как предоставленные с разрешения Эмитента, Гаранта, Трастового управляющего или какого-либо Дилера.

Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой или какими-либо Облигациями, (i) не являются основанием для какой-либо кредитной или иной оценки и (ii) не должны рассматриваться в качестве рекомендации Эмитента, Гаранта, Дилеров или Трастового управляющего для любых получателей настоящего Базового проспекта или для получателей любой информации, предоставленной в связи с Программой или любыми Облигациями, приобрести какие-либо Облигации. Каждый инвестор, рассматривающий возможность приобретения каких-либо Облигаций, должен провести самостоятельное независимое исследование финансового состояния и деятельности Эмитента и Гаранта и свою собственную оценку их кредитоспособности. Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой или выпуском каких-либо Облигаций, не являются предложением или приглашением, полученным от Эмитента, Гаранта, кого-либо из Дилеров или от Трастового управляющего или от их имени, какому-либо лицу на подписку или приобретение каких-либо Облигаций в любой юрисдикции, где такое предложение или приглашение запрещено.

Никакие заверения или гарантии не предоставлены и не подразумеваются Дилерами, Трастовым управляющим или любыми из их соответствующих аффилированных лиц, равно как ни один из Дилеров, Трастовый управляющий или кто-либо из их соответствующих аффилированных лиц не предоставляет каких-либо заверений или гарантий и не принимает какой-либо ответственности в отношении достоверности или полноты информации, содержащейся в настоящем Базовом проспекте. Ни при каких обстоятельствах вручение настоящего Базового проспекта или каких-либо Окончательных условий, равно как и предложение, продажа или поставка любых Облигаций не дают каких-либо оснований предполагать, что содержащаяся в настоящем Базовом проспекте информация остается верной после даты настоящего Базового проспекта или после даты внесения в настоящий Базовый проспект последних изменений или дополнений, или что отсутствуют какие-либо неблагоприятные изменения или какие-либо события, которые с разумной степенью вероятности могут вызвать какое-либо неблагоприятное изменение в положении (финансовом или ином) Эмитента или Гаранта после даты такого изменения, или если позже – после даты внесения в настоящий Базовый проспект последних изменений или дополнений, или что какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой, является верной в любой момент после даты предоставления такой информации, или в случае иной даты – после даты, указанной на содержащем такую информацию документе.

Кроме того, ни Эмитент, ни Гарант, ни Дилеры, ни Трастовый управляющий не делают никаких заявлений 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.

В определенных юрисдикциях могут действовать установленные законом ограничения по распространению настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий, а также ограничения по предложению, продаже и поставке Облигаций. Лица, которым передается настоящий Базовый проспект, любые дополнения к нему или любые Окончательные условия, обязаны, по требованию Эмитента, Гаранта и Дилеров, ознакомиться с такими ограничениями и соблюдать их. Описание некоторых ограничений по предложению, продаже и поставке Облигаций, по распространению настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий, а также по иным материалам, связанным с предложением Облигаций, содержится в разделе *«Подписка и продажа»* и *«Ограничения по передаче»*.

Распространение настоящего Базового проспекта среди лиц в Великобритании допускается только в тех случаях, когда не применяются положения раздела 21(1) Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года.

Ни настоящий Базовый проспект, ни какие-либо Окончательные условия не являются предложением или приглашением на подписку или приобретение каких-либо Облигаций и не должны рассматриваться в качестве рекомендации Эмитента, Гаранта, Дилеров или Трастового управляющего или кого-либо из них для любого получателя настоящего Базового проспекта или каких-либо Окончательных условий подписаться на какие-либо Облигации или приобрести какие-либо Облигации. Считается, что каждый получатель настоящего Базового проспекта или любых Окончательных условий осуществил свое собственное исследование и оценку положения (финансового или иного) Эмитента и Гаранта.

Настоящий Базовый проспект подготовлен исходя из того, что, кроме случаев, когда применяются положения подпункта (ii) ниже, любое предложение Облигаций в любой стране-участнице Европейской Экономической Зоны, в которой действует Директива о проспектах выпуска ценных бумаг (далее каждая в отдельности – Соответствующая страна-участница), будет осуществляться с учетом освобождения от требования публиковать проспект выпуска Облигаций, предусмотренного Директивой о проспектах выпуска ценных бумаг, в порядке, действующем в такой Соответствующей стране-участнице. Соответственно, любое лицо, предлагающее Облигации или планирующее их предложение в такой Соответствующей стране-участнице в рамках выпуска, предусмотренного в настоящем Базовом проспекте, с приложением каких-либо Окончательных условий в связи с предложением таких Облигаций, вправе осуществить такой выпуск только при условии, (i) что у Эмитента, Гаранта или какого-либо Дилера не возникает обязательства опубликовать проспект в соответствии со статьей 3 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг или обязательства внести дополнения в проспект в соответствии со статьей 16 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, в каждом случае в связи с таким предложением, или (ii) что базовый проспект по такому выпуску утвержден компетентным органом в такой Соответствующей стране-участнице или, если применимо, утвержден в другой Соответствующей стране-участнице, с направлением уведомления в компетентный орган такой Соответствующей страны-участницы, а также (и в том, и в другом случае) опубликован, при этом все такие действия должны быть совершены в соответствии с требованиями Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, при условии, что к любому такому базовому проспекту в дальнейшем прилагаются Окончательные условия, предусматривающие, что в такой Соответствующей стране-участнице предложения могут быть сделаны в порядке, отличном от предусмотренного в статье 3(2) Директивы о проспектах ценных бумаг, а также что такое предложение сделано в течение периода, начинающегося и заканчивающегося в даты, указанные для таких целей в таком Базовом проспекте или Окончательных условиях, в зависимости от обстоятельств. Кроме случаев, когда применяется подпункт (ii) выше, ни Эмитент, ни Гарант, ни какой-либо Дилер не предоставили и не предоставляют разрешения на осуществление выпуска Облигаций в случае возникновения у Эмитента, Гаранта или какого-либо Дилера обязательства по опубликованию или дополнению базового проспекта в связи с таким выпуском.

НИ ОБЛИГАЦИИ, НИ ГАРАНТИЯ НЕ БЫЛИ УТВЕРЖДЕНЫ ИЛИ ОТКЛОНЕНЫ КОМИССИЕЙ США ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ (ДАЛЕЕ – «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 ДОСТОИНСТВО ОБЛИГАЦИЙ ИЛИ ГАРАНТИИ ИЛИ ДОСТОВЕРНОСТЬ ИЛИ ДОСТАТОЧНОСТЬ НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА . ЛЮБЫЕ ЗАВЕРЕНИЯ ОБ ОБРАТНОМ ЯВЛЯЮТСЯ УГОЛОВНЫМ ПРЕСТУПЛЕНИЕМ В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

В связи с выпуском любого Транша Облигаций Дилер или Дилеры (при наличии), именуемые в соответствующих Окончательных условиях «Стабилизационный(-е) менеджер(-ы)» (или лица, действующие от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)), вправе перераспределять Облигации 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 отсутствуют какие-либо гарантии того, что Стабилизационный(-е) менеджер(-ы) (или лица, действующие от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)) будут предпринимать стабилизационные меры. 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 30 дней с даты выпуска соответствующего Транша Облигаций или 60 дней с даты распределения соответствующего Транша Облигаций – в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше. Любые стабилизационные меры или перераспределение должны быть осуществлены соответствующим(-и) Стабилизационным(-и) менеджером(-ами) (или лицом(-ами), действующими от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)) в соответствии со всеми применимыми законами и регламентами.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР

НИ ФАКТ ПОДАЧИ РЕГИСТРАЦИОННОЙ ФОРМЫ ИЛИ ЗАЯВКИ НА ПОЛУЧЕНИЕ ЛИЦЕНЗИИ В СООТВЕТСТВИИ С ГЛАВОЙ 421-В СВОДА ПЕРЕСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР (REVISED STATUTES (ДАЛЕЕ – **RSA**) В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР, НИ ФАКТ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ РЕГИСТРАЦИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ ВЫДАЧИ ЛИЦЕНЗИИ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР НЕ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЕКРЕТАРЯ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР О ТОМ, ЧТО ЛЮБОЙ ПОДАННЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С ГЛАВОЙ 421-В RSA ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ ВЕРНЫМ, ПОЛНЫМ И НЕ ВВОДЯЩИМ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ. НИ ОДИН ИЗ ВЫШЕУКАЗАННЫХ ФАКТОВ, НИ ФАКТ НАЛИЧИЯ ОСВОБОЖДЕНИЯ ИЛИ ИСКЛЮЧЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ НЕ ОЗНАЧАЮТ, ЧТО СЕКРЕТАРЬ ШТАТА ПРИНЯЛ КАКОЕ-ЛИБО РЕШЕНИЕ В ОТНОШЕНИИ ДОСТОИНСТВА ИЛИ КВАЛИФИКАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ, ИЛИ ПРЕДОСТАВИЛ КАКИЕ-ЛИБО РЕКОМЕНДАЦИИ ИЛИ ОДОБРЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ЛЮБОМУ ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ ПОКУПАТЕЛЮ, ЗАКАЗЧИКУ ИЛИ КЛИЕНТУ КАКИХ-ЛИБО ЗАВЕРЕНИЙ, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПОЛОЖЕНИЯМ НАСТОЯЩЕГО ПУНКТА, ЯВЛЯЕТСЯ НЕЗАКОННЫМ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ни Эмитент, ни Гарант не обязаны предоставлять периодическую отчетность, предусмотренную Разделом 13 или 15 Закона США о фондовых биржах 1934 года с изменениями и дополнениями (далее – **Закон о фондовых биржах**). Постольку, поскольку ни Эмитент, ни Гарант не являются подотчетными компаниями в соответствии с Разделом 13 или 15(d) Закона о фондовых биржах, или они освобождены от предоставления отчетности в соответствии с Правилom 12g3-2(b) указанного Закона, Эмитент и Гарант по требованию предоставляют информацию, требуемую 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) согласно Закону 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 предлагаемой передачей любых таких Облигаций, регулируемых Правилom 144A, согласно Закону о ценных бумагах. Постольку, 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 QIB (квалифицированных институциональных покупателей), которые в свою очередь являются QR (квалифицированными приобретателями), 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, кроме потенциальных инвесторов, которым он изначально предоставлен.

На территории Соединенных Штатов Облигации могут предлагаться или продаваться только QIB, которые также являются QR, 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 приобретателю допускаются с учетом предусмотренного Правилom 144A освобождения от требований о регистрации по Закону о ценных бумагах.

Каждый приобретатель или держатель Облигаций, представленных Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, или любых Облигаций, выпущенных вместо или взамен таких Облигаций (далее 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 по передаче»*.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая информация

Независимые аудиторы Компании (как определено в «*Приложении I – Глоссарий часто используемых терминов*») -- ТОО «Эрнст энд Янг» -- подготовило аудиторское заключение от 25 марта 2010 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря **2008** года (далее – **Финансовая отчетность за 2009 год**). До 2009 года Компания в своем учете совместных предприятий применяла метод пропорциональной консолидации. Начиная с года, закончившегося 31 декабря 2009 года, Компания изменила свою политику бухгалтерского учета и перешла с метода пропорциональной консолидации на метод учета по доле участия в отношении своих долей участия в совместно контролируемых предприятиях. В отношении совместно контролируемых активов Компания продолжает признавать свою долю в совместно контролируемых активах, классифицированных в соответствии с характером таких активов, а также соответствующую долю в обязательствах и свою пропорциональную долю в доходах и расходах, как это требуется по МСБУ 31.

В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно-контролируемых предприятий (вместо метода пропорциональной консолидации). Аудиторское заключение ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2009 год приводится на странице F-4 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, финансовая информация в отношении Компании, изложенная в настоящем Базовом проспекте, взята из Финансовой отчетности за 2009 год. Настоящим доводим до сведения читателей, что изложенная в настоящем Базовом проспекте финансовая информация Компании должна рассматриваться совместно с Финансовой отчетностью за 2009 год и соответствующими примечаниями к такой отчетности, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-1.

Суммы, указываемые в статьях финансовой отчетности каждого из предприятий Компаний, рассчитываются в валюте страны, в которой предприятие осуществляет основную деятельность (далее – **Функциональная валюта**). Финансовая отчетность за 2009 год, которая приводится в других разделах настоящего Базового проспекта, представлена в 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 за 2009 год 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 любым другим ставкам.

Некоторые цифры, включенные в настоящий Базовый проспект, были округлены; соответственно, суммы, приведенные в различных 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.

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

Дочерние организации 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 одной из ее дочерних организаций, дочерние организации являются полностью консолидированными. Если не указано иное, приведенная в настоящем Базовом проспекте информация по прямо или косвенно контролируемым дочерним организациям Компании в отношении объемов добычи и запасов и другая подобная информация отражает всю долю участия дочерних организаций в таких объемах,

независимо от доли участия в них собственно Компании.

В сентябре 2006 года Компания осуществила продажу 42,05% простых акций АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее – РД КМГ), своей основной компании по разведке и добыче на суше, и РД КМГ зарегистрировала (i) свои простые акции на Казахстанской фондовой бирже и (ii) глобальные депозитарные расписки, представляющие ее простые акции (далее – ГДР РД КМГ) на Лондонской фондовой бирже. По состоянию на 31 декабря 2009 года Компания владела 61,36% простых голосующих акций РД КМГ. В Финансовую отчетность за 2009 год 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.

Совместное предприятие – это оформленная соглашением договоренность, в соответствии с которой две или более сторон начинают осуществлять экономическую деятельность, подпадающую под общий контроль. Совместные предприятия Компании существуют в двух формах – совместно контролируемые предприятия и совместно контролируемые активы. Совместно контролируемая организация – это совместное предприятие, которое предполагает учреждение компании, товарищества или иной организации, в котором каждый из участников имеет долю участия. Совместные предприятия в форме совместно контролируемых активов не предполагают учреждение компании, товарищества или иной организации или финансовой структуры, отдельной от самих участников; напротив, каждый участник контролирует свою долю будущих экономических выгод через свою долю в совместно контролируемом активе.

Согласно МСБУ 31, который применяется непосредственно к долям участия в совместных предприятиях, у участников совместно контролируемого юридического лица традиционно имелся выбор между двумя методами учета своих долей участия в совместно контролируемой ими организации в своей консолидированной финансовой отчетности: учет по методу «пропорциональной консолидации» или «методу учета по доле участия». До 31 декабря 2008 года включительно, доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях учитывались на основе метода пропорциональной консолидации, согласно которому пропорциональная доля в активах, обязательствах, доходах и расходах совместно контролируемого предприятия признается построчно с аналогичными статьями финансовой отчетности компании. Начиная с года, закончившегося 31 декабря 2009 года, доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых 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 организаций в чистой прибыли или убытке совместно контролируемого предприятия отдельной строкой. Хотя такой пересмотренный учет существенно сокращает показатели дохода, валовой прибыли и расходов Компании, относимые на совместно контролируемые предприятия, он существенно не влияет на чистую прибыль Компании. Этот метод также существенно сокращает активы и обязательства Компании, но существенно не влияет на позицию Компании по чистым активам. Поскольку переход на метод по доле участия в совместно контролируемых предприятиях также позволит сократить общую сумму обязательств Компании, включая заимствования, как они отражены в ее консолидированной финансовой отчетности, ожидается, что этот метод способен дать Компании больше гибкости в плане поддержания финансовых коэффициентов и других финансовых обязательств по различным инструментам финансирования Компании.

Учет долей участия в совместно контролируемых активах продолжает осуществляться по методу пропорциональной консолидации, поскольку он является единственным методом, разрешенным МСФО для совместно контролируемых активов. Существенная доля участия Компании в совместно контролируемых активах представлена ее долей участия в Северо-Каспийском проекте (месторождение «Кашаган»).

Ассоциированные организации 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 организации, также как и в случае инвестиций в совместно контролируемые предприятия, составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних организаций в ассоциированных организациях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных организаций и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Финансовой отчетности за 2009 год.

В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно контролируемых предприятий (вместо метода пропорциональной консолидации).

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 организаций отражает пропорциональные доли участия Компании или соответствующих дочерних организаций в таких совместных предприятиях. Также, представленная в настоящем Базовом проспекте информация по объемам добычи и запасов и другая подобная информация по ассоциированным организациям Компании или ее дочерних организаций отражает пропорциональные доли участия Компании или соответствующих дочерних организаций в таких ассоциированных организациях. В определенных разделах настоящего Базового проспекта Компания представила информацию по объемам добычи и запасов и другую подобную информацию по Компании и ее дочерним организациям и совместно контролируемым активам отдельно от объемов добычи и запасов и другой подобной информации по совместно контролируемым предприятиям, учет по которым осуществляется по методу учета доли участия, чтобы допустить некоторую корреляцию с финансовым учетом соответствующих организаций.

Компания приобрела 50% доли участия в компании «СITIC Canada Energy Limited» (CCEL) в декабре 2007 года. Ввиду способа структурирования сделки и договоренностей, заключенных между Компанией и ее партнером по совместному предприятию, Компания (i) не сохраняет никакой доли в CCEL для целей своей Финансовой отчетности и (ii) ей гарантируется выплата дивиденда. В результате, Компания не признает никакого дохода от CCEL в строке «Доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций» так, как она делает это по другим совместно контролируемым предприятиям, но Компания признает полученный от CCEL доход в строке «Финансовый доход». Поскольку Компания осуществляет совместный контроль над деятельностью CCEL, данные по объемам добычи, запасам и другие подобные сведения по CCEL представлены в настоящем Базовом проспекте отдельно, хотя все ссылки в настоящем Базовом проспекте на запасы категорий А+В+С1 или объемы добычи Компании и ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций не включают в себя запасы или объемы добычи CCEL, в зависимости от ситуации,

В настоящем Базовом проспекте **«Запасы категорий А+В+С1»** означают запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как категории А, В и С1; **«Запасы Компании категорий А+В+С1»** означают совместно запасы сырой нефти и газа категорий А+В+С1 Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в запасах сырой нефти и газа категорий А+В+С1 их соответствующих совместных предприятий и ассоциированных организаций; а **«Добыча Компании»** означает совместно добычу сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций, и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в их соответствующих совместных предприятиях и ассоциированных организациях. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

Дополнительная информация о методике ведения учета, используемой Компанией по своим дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям, приводится в

Определенная информация по запасам

Компания ведет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая применялась в бывшем Советском Союзе и которая существенно отличается как от (i) международно-признанных стандартов подсчета запасов в соответствии с Системой управления углеводородными ресурсами, поддерживаемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Обществом нефтяников инженеров-оценщиков (далее – **PRMS**), так и от (ii) классификаций запасов, разрешенных SEC (далее – **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 A+B+C1. Тем не менее, размер запасов, рассчитанных с применением казахстанской методологии, может оказаться значительно выше размеров запасов, рассчитанных с применением стандартов PRMS и SEC, поскольку казахстанская методология существенно отличается от них. До недавнего времени SEC разрешало нефтегазовым компаниям включать в документацию, представляемую в SEC, данные только по доказанным запасам, добыча которых является экономически и юридически целесообразной при существующих экономических и производственных условиях по результатам фактической добычи или убедительных испытаний пластов. Однако недавно SEC внесло изменения в Стандарты SEC 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. Данные изменения вступили в силу 1 января 2010 года, и соответственно ожидается, что начиная с 1 января 2010 года расчет Компанией своих запасов будет осуществляться на консолидированной основе с использованием PRMS. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов*».

Если не указано иное, данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, взяты из анализов запасов, подготовленных на основе казахстанской методологии инженерно-техническими специалистами Компании. Данные по истощению, износу и амортизации, включенные в Финансовую отчетность за 2009 год, 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 организаций, а также из отчета по запасам РД КМГ от 21 января 2010 года (далее – **Отчет GCA**), подготовленного консалтинговой фирмой «Gaffney, Cline & Associates Ltd.» (далее – **GCA**) согласно стандартам PRMS. Несмотря на то, что Компания подсчитывает свои запасы, используя казахстанскую методологию, некоторые дочерние организации и совместные предприятия Компании подсчитывают или ранее подсчитывали свои запасы с помощью независимых консультантов инженеров-нефтяников в соответствии со стандартами PRMS. Отчет о запасах основной организации Компании по наземной разведке и добыче РД КМГ, подготовленный согласно стандартам PRMS, см. в *Приложении А – Отчет Gaffney, Cline & Associates Ltd.* Оценки запасов, отраженные в Отчете GCA, основываются на допущениях, описанных в указанном отчете.

Данные по углеводородам

Ссылки в настоящем Базовом проспекте на «тонны» являются ссылками на метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1 000 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 день получены путем деления данных за год на 365; и

продукты переработки, включая бутан, пропан, сжиженный нефтяной газ (далее – **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 по баррелям в день 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, то есть 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-галонных баррелях, пересчитанных из тонн в баррели, как указано выше (далее – **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 (далее – **Казахстан**) получены из документов и иных публикаций, выпущенных Национальным Агентством Республики Казахстан по статистике (далее – **Агентство по статистике**), Министерством финансов Республики Казахстан, Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (далее – **МЭМР**), Национальным Банком Республики Казахстан (далее – **НБК**), а также из иных общедоступных источников в Казахстане, включая Годовой отчет НБК, данные Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из сообщений и публикаций в средствах массовой информации, приказов и постановлений Правительства Казахстана (далее – **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 включенных в настоящий Базовый проспект официальных статистических и иных данных, опубликованных казахстанскими государственными органами»*.

Вышеописанная информация воспроизводится с точностью и, насколько это известно Эмитенту 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 организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, заказчиков, поставщиков, торговых и коммерческих организаций и иных источников на рынках, в 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 и ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций, 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 приводится в Приложении I. Дополнительно в Приложении II указываются учетные измерения и технические термины, использованные в настоящем Базовом проспекте.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

В настоящем Базовом проспекте, любых соответствующих дополнениях 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», «будет продолжаться», «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;

производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;

продолжающееся влияние мирового финансового кризиса, продолжительность и масштабы которого невозможно определить;

наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;

общие 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;

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 его продукции и расходов на контроль;

экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;

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 оценка руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности*». С учетом указанных рисков, неопределенностей и допущений, прогнозируемые события, описанные в настоящем Базовом проспекте, могут не наступить.

Ни Эмитент, ни Гарант 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 Эмитента или Гаранта 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 Эмитента и Компании, которая в силу особенной природы Эмитента, Компании и Облигаций, 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 Эмитенту 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. Эмитент и Гарант принимают на себя ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем Базовом проспекте. Насколько известно Эмитенту и Гаранту, информация, содержащаяся в настоящем Базовом проспекте, соответствует фактам и не содержит никаких пропусков, которые могут повлиять на смысл такой информации (при этом Эмитентом и Гарантом предприняты все разумные меры для подтверждения того, что это соответствует действительности).

Компания «GCA», зарегистрированная по адресу: Великобритания, GU34 4PU, Гемпшир, Элтон, Блэкнест, Бентли Холл (Bentley Hall, Blacknest, Alton, Hampshire, GU34 4PU, United Kingdom), принимает на себя ответственность за Отчет GCA, который приводится на страницах A-1-A-23 настоящего Базового проспекта. Насколько известно GCA, содержащаяся в Отчете GCA информация соответствует фактам и не содержит никаких пропусков, которые могут повлиять на смысл такой информации (при этом GCA предприняты все разумные меры, чтобы подтвердить, что это соответствует действительности). GCA предоставила разрешение и дала согласие на включение в настоящий Базовый проспект Отчета GCA и ссылок на него и на его название, в той форме и в том контексте, в которых они включены. GCA не имеет никакой материальной заинтересованности в Эмитенте или Гаранте.

ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ

После опубликования настоящего Базового проспекта Эмитент и Гарант вправе подготовить к нему дополнение, утвержденное Комиссией 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, Эмитент и Гарант подготовят дополнение к настоящему Базовому проспекту или опубликуют новый Базовый проспект для использования в связи с любым последующим выпуском Облигаций.

Эмитент и Гарант 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 ССЫЛКИ

Следующие документы, которые были ранее опубликованы и утверждены, поданы или представлены в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг 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, копия каждого такого документа может быть проверена в обычное рабочее время в указанном офисе Платежного агента:

- раздел *«Анализ и оценка руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности»*, включенный в предыдущий Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. 60-104 включительно), подготовленный Эмитентом и Гарантом в связи с Программой, вместе с прошедшей аудит Консолидированной финансовой отчетностью Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенной в Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. F-2-F-63 включительно) (однако инвесторам следует обратить внимание, что цифры на страницах, включенных посредством ссылки, не были пересмотрены с использованием метода учета по доле участия по совместным предприятиям и, следовательно, не могут напрямую сопоставляться с цифрами, указанными в настоящем Базовом проспекте);
- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. 186-223 включительно), подготовленный Эмитентом и Гарантом в связи с Программой; и
- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 18 июня 2008 года (стр. 166-203 включительно), подготовленный Эмитентом и Гарантом в связи с Программой.

Любая информация, не указанная в списке перекрестных ссылок, но содержащаяся в документах, включенных посредством ссылки, предоставляется исключительно в информационных целях.

ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Гарант является акционерным обществом, учрежденным в соответствии с законодательством РК, и все его должностные лица, а также определенные директора и иные лица, упомянутые в настоящем Базовом проспекте, являются резидентами Казахстана. Все или значительная часть активов Гаранта и большинство таких лиц находятся на территории Казахстана. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов Гаранту 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 Тростового договора 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.

Эмитент учрежден в соответствии с законодательством Нидерландов, а его управляющие директора являются резидентами Нидерландов и Казахстана. Значительная часть активов Эмитента и его управляющих директоров расположена в Нидерландах и Казахстане. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов Эмитенту или любому такому лицу за пределами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от обстоятельств, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Нидерландов или Казахстана (в зависимости от обстоятельств) 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 обстоятельств, 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. Эмитент 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, 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 Соединенных Штатов 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 международно-признанных 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 публичному порядку Нидерландов.

Облигации и Тростовой договор регулируются правом Англии. В отношении Облигаций, и в Тростовом договоре между Эмитентом и Гарантом достигнуто соглашение о том, что возникающие в связи с ними споры подлежат рассмотрению арбитражным судом в Лондоне или, по решению Тростового управляющего или, при определенных обстоятельствах, по решению Держателя Облигаций (как определено в «Условиях выпуска и обращения Облигаций») подпадают под неисключительную юрисдикцию арбитражных судов Англии. См. Условие 18(b) «Условий выпуска и обращения Облигаций». Любые судебные решения, вынесенные каким-либо судом, находящимся в какой-либо стране, кроме Казахстана, приводятся в исполнение казахстанскими судами только при условии, что между такой страной и Казахстаном действует соглашение, предусматривающее

взаимное исполнение судебных решений, и только в соответствии с условиями такого соглашения. Между Казахстаном и Великобританией такого действующего соглашения не имеется. Однако, и Казахстан, и Великобритания являются сторонами Нью-Йоркской конвенции о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений 1958 года (далее – **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.

28 декабря 2004 года казахстанский Парламент (далее – **Парламент**) принял Закон о международном коммерческом арбитраже (далее – **Закон об арбитраже**). Закон об арбитраже направлен на устранение неопределенности, возникшей в результате ранее принятых постановлений Конституционного Совета Казахстана в отношении приведения в исполнение Конвенций в Казахстане, вступивших в силу 15 февраля 2002 года и 12 апреля 2002 года и отмененных Конституционным Советом в феврале 2008 года. В Законе об арбитраже предусматривается четкая законодательная основа приведения в исполнение арбитражных решений в соответствии с условиями Конвенции. В феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в Закон об арбитраже, предоставляющих определенный иммунитет государственным органам, включая национальные компании, каковой является Гарант, в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя такой иммунитет должен распространяться только на государственные органы, поскольку они осуществляют функции суверена, а не коммерческую деятельность, а выпуск Облигаций в рамках Программы следует считать коммерческой деятельностью (и, согласно Тростовому договору, Компания отказалась в той степени, в которой это допускается применимым законодательством, от любого иммунитета, которым она может быть наделена в отношении Облигаций или Гарантии), 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.

СОДЕРЖАНИЕ

СТАБИЛИЗАЦИЯ.....	vii
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР.....	vii
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	vii
ИНФОРМАЦИЯ В США.....	viii
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ.....	vii
ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА	13
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	15
ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ	16
ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ	16
ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	17
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ.....	20
ОБЗОР ОТОБРАННОЙ ФИНАНСОВОЙ И ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ	29
ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОГРАММЫ	37
ФАКТОРЫ РИСКА.....	44
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ	84
ЭМИТЕНТ	85
КАПИТАЛИЗАЦИЯ	88
НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ДРУГАЯ ИНФОРМАЦИЯ	89
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	94
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.....	138
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	194
РУКОВОДСТВО	197
УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ	204
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА.....	215
ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ	215
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ.....	227
ЧАСТЬ Б – ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	227
НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА.....	278
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ	303
ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ.....	323
ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ	342
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ.....	1
ПРИЛОЖЕНИЕ А – ОТЧЕТ КОМПАНИИ «GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES LTD.».....	1

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ

Настоящее описание должно рассматриваться в качестве введения к настоящему Базовому проспекту, и любые решения об инвестировании в Облигации должны приниматься после рассмотрения настоящего Базового проспекта в целом.

Общее описание Компании

Компания является национальной нефтегазовой вертикально-интегрированной компанией Казахстана, осуществляющей операции по разведке и добыче (upstream), транспортировке (midstream) и переработке и реализации (downstream) главным образом в Казахстане. На основе статистических данных Агентства по статистике и внутренних данных Компании, руководство Компании считает, что на 31 декабря 2009 года, на консолидированной основе (включая пропорциональную долю участия в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи. В соответствии с данными Агентства по статистике и собственной статистикой Компании, Компания также является оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности сетей нефте- и газопроводов в Казахстане. 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.

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая существенно отличается от международно признанных классификаций и методологий, установленных Стандартами PRMS и SEC. См. раздел *«Представление информации о финансовых резервах и другой информации – Информация по определенным резервам»*, особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Согласно данным, полученным на основе казахстанской методологии, на 31 декабря 2009 года, запасы Компании по сырой нефти категорий А+В+С1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий А+В+С1 составили 102,2 млрд. м³ (58,8 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

В 2009 году объемы добычи Компании составили 18,2 млн. тонн сырой нефти (9,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 4,2 млрд. м³ газа (0,9 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 17,1 млн. тонн сырой нефти (9,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 3,7 млрд. м³ газа (1,3 млрд. м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Агентства по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 23,9% и 24,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане в 2009 и 2008 годах, соответственно.

На 31 декабря 2009 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 7 279 км, а общая протяженность сетей газопроводов, владельцем или оператором которых является Компания, -- 12 577 км.

В 2009 и 2008 годах общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте) переработки составили 12,0 млн. тонн и 10,2 млн. тонн (10,1 млн. тонн и 8,2 млн. тонн, соответственно, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно

контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2009 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории А+В+С1 составляла 41,1 года (40,0 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 24,2 года (63,6 года за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Обеспеченность запасами рассчитывается путем деления соответствующих запасов на соответствующие объемы добычи. В 2009 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий А+В+С1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 439% (минус 22%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 647% (641% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло, главным образом, из-за более значительного эффекта от приобретения Компанией в 2008 году дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48% по сравнению с эффектом от приобретения Компанией 50% доли участия в ММГ в 2009 году.

В 2009 году совокупный доход Компании сократился на 15,7% и составил 1 589,5 млрд. тенге по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге в 2008. Чистая прибыль Компании в 2009 году также сократилась на 51,3% и составила 190,6 млрд. тенге по сравнению с 391,1 млрд. тенге в 2008 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года совокупные активы Компании составили 5 126,0 млрд. тенге по сравнению с совокупными активами на 31 декабря 2008 года, которые составили 3 906,7 млрд. тенге.

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

Наименование направления деятельности	и Доля участия %	Описание деятельности ⁽²⁾
<i>Разведка и добыча</i>		
АО «Разведка-Добыча КазМунайГаз» (РД КМГ)	61,36 ⁽¹⁾	РД КМГ – основная дочерняя организация Компании, осуществляющая операции по наземной разведке и добыче, а также ее крупнейшая дочерняя организация по запасам и объемам добычи. РД КМГ осуществляет добычу нефти и газа на 46 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого по состоянию на 31 декабря 2009 года составляли 21,0% от объема запасов сырой нефти Компании. В 2009 году объемы добычи РД КМГ составили 9,0 млн. тонн сырой нефти и 924,4 тыс. м ³ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 233,1 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 – 58 771 тыс. м ³ .

ТОО СП «Казгермунай» (далее – Казгермунай) – 50,00%

Казгермунай – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и ПКИ (через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. В 2009 году объемы добычи Казгермунай, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 260,4 тыс. м³ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,7 млн. тонн.

«ПетроКазахстан Инк.» (далее – ПКИ) – 33,00%

В декабре 2009 года РД КМГ завершила процесс приобретения у Компании 100% простых акций компании «КМГ ПКИ Файнэнс», которой, в свою очередь, принадлежит 33% доли участия в ПКИ. ПКИ – основная ассоциированная организация Компании, которая занимается разведкой и добычей нефти. Контрольное участие принадлежит Китайской национальной нефтедобывающей корпорации (China National Petroleum Corporation, далее – CNPC). ПКИ занимается разработкой пяти месторождений в Южном Казахстане. В 2009 году объемы добычи ПКИ составили 2,1 млн. тонн сырой нефти и 291,9 тыс. м³ газа, относимые на счет РД КМГ, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 21,2 млн. тонн, относимые на счет РД КМГ.

ПКИ, в свою очередь, принадлежит 50% доли участия в Казгермунай и АО «Тургай-Петролеум». Данные по объемам добычи и запасам Казгермунай и АО «Тургай-Петролеум», относимые на счет ПКИ, консолидируются с данными по объему добычи и запасам ПКИ, включенными в настоящий Базовый проспект.

«СITIC Canada Energy Limited» (далее – CSEL) – 50,00%

CSEL – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и компанией «СITIC Resources Holdings Limited» (далее – СITIC), каждой из которых принадлежит 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. В 2009 году объемы добычи CSEL составили 0,9 млн. тонн сырой нефти и 7,7 тыс. м³ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 28,8 млн. тонн, в каждом случае относимые на счет РД КМГ исходя из доли участия РД КМГ в CSEL.

ТОО
«Тенгизшевройл»
(далее – ТШО)

20,00

ТШО – совместно контролируемое предприятие, которое является оператором главным образом месторождения Тенгиз (далее – Тенгиз) в Западном Казахстане, одного из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий А+В+С1, которые на 31 декабря 2009 года составили 28,9% запасов Компании по сырой нефти категорий А+В+С1. В 2009 году уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 4,5 млн. тонн сырой нефти и 2 338,1 тыс. м³ газа, и, на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 233,8 млн. тонн. Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз, основном месторождении ТШО, является попутным газом и не может классифицироваться как газ категории А, В или С1 согласно казахстанской методологии и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.

Консорциум Северо-Каспийского проекта (далее – КСКП)	16,81	<p>КСКП – консорциум, который через операторскую компанию занимается разработкой месторождения Кашаган на Каспийском море. В октябре 2008 года доля Компании в КСКП увеличилась с 8,33% до 16,81% после того, как все международные стороны КСКП и казахстанские органы подписали соглашение по реализации новых контрактных и рамочных основ корпоративного управления и контроля КСКП, передача дополнительных 8,48% доли участия в КСКП от других участников Компании была завершена. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертому кварталу 2012 года, см. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП – Месторождение Кашаган». Согласно казахстанской методологии, на 31 декабря 2009 года, запасы сырой нефти КСКП категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 127,9 млн. тонн, что составляет 17,1% от запасов Компании по нефти категорий А+В+С1, исходя из принадлежащей Компании 16,81% доли участия в КСКП. В январе 2009 года оператором КСКП вместо компании «Eni S.p.A.» стала «North Caspian Operating Company» (далее – NCOС) – вновь сформированное совместно контролируемое предприятие, созданное участниками.</p>
АО «Мангистаумунайгаз» (далее – ММГ)	50,00	<p>–ММГ – занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является «Mangistau Investments B.V.» (далее – MIBV) – совместно контролируемое предприятие между КМГ и «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее – CNPC E&D), в котором каждому участнику принадлежит 50% доли участия. КМГ приобрела свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ – одна из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, согласно Контракту на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий А+В+С1 оценивались в 44,2 млн. тонн, газа категорий А+В+С1 в 10 859,0 тыс. м³, относимые на счет Компании, и составили 5,9% и 10,6% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2009 года оценивались в 32,4 млн. тонн сырой нефти категорий А+В+С1 и 13 692 тыс. м³ газа категорий А+В+С1 и составили 4,4% и 13,4% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий А+В+С1, соответственно.</p>
<p><i>Транспортные активы⁽²⁾</i></p>		
• АО «КазТрансОйл» (далее – КТО)	100,00	<p>КТО – транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод «Узень-Атырау-Самара» (далее – Трубопровод УАС) в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки нефти в черноморские порты или напрямую в Европу. На 31 декабря 2009 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 071 км. с трубами диаметром 0,5 м и 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 50,8 млн. тонн.</p>

ТОО СП «Казахстанско-китайский трубопровод» (далее – ККТ) – 50,00%
ККТ – совместно контролируемое предприятие между КТО и компанией «China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation» (далее – CNODC), каждой из которых принадлежит 50% доли участия). ККТ построил нефтепровод Атасу-Алашанькоу и нефтепровод Кенкияк-Кумколь, представляющие собой две из трех нефтепроводных систем, составляющих нефтепроводную сеть (далее – нефтепровод Казахстан–Китай), целью строительства которой является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. По состоянию на 31 декабря 2009 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 7,7 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был завершен в октябре 2009 года; общая протяженность трубопровода составила 794 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м.

АО СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас» (далее – МунайТас) – 51,00%

МунайТас – совместно контролируемое предприятие между КТО (51% доля) и компании «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее - CNPC E&D) (49% доля). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актобинской области в Западном Казахстане, заканчивается в городе Атырау и представляет собой одну из трех трубопроводных систем, составляющих нефтепровод Казахстан-Китай (вместе с нефтепроводом Атасу-Алашанькоу и нефтепроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет нефтепровод УАС и нефтепровод, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск (далее – нефтепровод КТК). Оператором трубопровода Кенкияк-Атырау является КТО. По состоянию на 31 декабря 2009 года, протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 5,9 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.

• АО «КазТрансГаз» 100,00
(далее – КТГ)

КТГ – транспортная компания, которая через компанию «Intergas International B.V.» владеет 100%-ной долей участия в АО «Интергаз Центральная Азия» (далее – ИЦА), которая 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 2009 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 12 557 км, включая 131 км труб с диаметром менее 0,5 м и 12 446 км труб с диаметром от 0,5 до 1,4 м. В 2009 году объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 91,1 млрд. м³ газа.

ТОО «Азиатский газопровод» (далее – АГП) – 50,00%

АГП – совместно контролируемое предприятие между КТГ и CNPC, каждой из которых принадлежит по 50% доли участия. АГП создано 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 (далее – Азиатский газопровод). 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь данного проекта, состоящая из трубопровода пропускной мощностью 10 млрд. м³ в год.

*Перерабатывающие
активы*

- АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» (далее – ТД КМГ) 100,00

ТД КМГ – основное предприятие Компании по переработке, маркетингу и торговле.. Основные виды деятельности ТД КМГ включают переработку сырой нефти, эксплуатацию сети заправочных станций и реализацию сырой нефти и продуктов нефтепереработки Компании. Через ТД КМГ Компания имеет существенную или контрольную долю участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана – Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. Кроме того, ТД КМГ принадлежит 100%-ная доля участия в компании «The Rompetrol Group N.V.» (далее – Ромпетрол), которая в свою очередь имеет контрольную долю участия в нефтеперерабатывающем заводе Петромедиа в Румынии (как определено далее). В 2009 году объемы производства ТД КМГ составили 12,0 млн. тонн продуктов (нефте)переработки.

Основными перерабатывающими активами ТД КМГ являются:

- Павлодар

С августа 2009 года ТД КМГ через ТД «КазМунайГаз Эн.Ви.» владеет 100%-ной долей участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ (далее – Павлодарский НПЗ) вместе с 58% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» – юридическом лице, которое является держателем лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат государству). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду 100% активов, составляющих Павлодарский НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. По состоянию на 31 декабря проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в день. В 2009 году на Павлодарском НПЗ было переработано 4,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,8 млн. тонн.

- Атырау

ТД КМГ принадлежит 99,17% доли участия в нефтеперерабатывающем заводе, расположенном в г. Атырау в Западном Казахстане (далее – Атырауский НПЗ). На 31 декабря 2009 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в день. В 2009 году на Атырауском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,7 млн. тонн.

- Шымкент

ТД КМГ через компанию «Валсера Холдингз Би.Ви.» косвенно владеет 49,72% доли участия в ТОО «ПетроказахстанОйлПродактс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Шымкенте в Южном Казахстане (далее – Шымкентский НПЗ). На 31 декабря 2009 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 15 068 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 11 021 тонну нефти в день. В 2009 году на Шымкентском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 1,9 млн. тонн.

• Петромедиа

ТД КМГ через компанию «Ромпетрол» владеет 98% (76,39% по состоянию на 31 декабря 2009 года) доли участия в компании «Rompetrol Rafinare S.A.» (далее – Ромпетрол), которая, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом Петромедиа, расположенным в г. Наводари в Румынии (далее – НПЗ Петромедиа). См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и реализация – Перерабатывающие предприятия – НПЗ Петромедиа». На 31 декабря 2009 года проектная мощность НПЗ Петромедиа составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в день. В 2009 году на НПЗ Петромедиа было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,9 млн. тонн.

- (1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.
(2) Для получения детальной информации по пропускной способности трубопроводов Компании см. раздел «Деятельность – транспортировка».

Организационная структура с указанием основных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, приводится в разделе «Деятельность – Корпоративная структура».

Общее описание Эмитента

Эмитент учрежден в форме частной компании с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid* или *B.V.*) в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок за регистрационным номером в торговом реестре Амстердама (Нидерланды) 34249875. Эмитент является прямой стопроцентной дочерней организацией компании «Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания является участником компании «Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», совместно с ТОО «КМГ-КумКоль», которое является стопроцентной дочерней организацией Компании.

Единственный акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства. См. раздел «Акционерный капитал, единственный акционер и сделки с заинтересованностью – Самрук-Казына». Государство оказывает серьезное влияние на принятие решений Компании и может определять ее стратегию, принимать принципиальные решения, связанные с деятельностью Компании (в том числе в вопросах инвестирования, заимствований, управления рисками и распределением активов), а также осуществлять контроль за их исполнением.

Являясь национальной нефтегазовой компанией, Компания была назначена Правительством бенефициаром преимущественного права 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) или соглашений о разделе продукции (далее совместно – **Контракт на недропользование**) в случае предложения таких соглашений или предприятий, получающих выгоду по таким соглашениям, к продаже.

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). Компания была наделена полномочиями «уполномоченного органа» в отношении осуществления контроля, мониторинга и регулирования нефтяных операций в рамках соглашений о разделе продукции (далее – **СРП**).

Указ Президента от 12 марта 2010 года реструктурировал несколько правительственных министерств и, в частности, было создано Министерство нефти и газа Республики Казахстан (далее – **МНГ**). Ожидается, что, согласно этому Указу, определенные некоммерческие или регулятивные функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства, включая, среди прочего,

представление Государства в рамках СРП по Северо-Каспийскому проекту (как определено ниже) и месторождению Карачаганак, будут переданы МНГ. Принятие соответствующего законодательства по реализации этой реформы ожидается в ближайшем будущем. Ожидается, что создание МНГ и связанный с этим переход некоммерческих и регулятивных функций от Компании к МНГ не приведут к какому-либо неблагоприятному воздействию на права Компании по приоритетному приобретению долевого участия в Соглашениях о недропользовании или на ее запасы либо другие коммерческие интересы.

Основные преимущества

По мнению Компании, ее основными преимуществами являются:

- Сильная поддержка со стороны государства, которое косвенно владеет 100% доли участия в Компании;
- Компания является крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане на консолидированной основе и владеет существенными долями участия во многих крупнейших нефтегазовых проектах в Казахстане.
- Компания является бенефициаром преимущественного права государства на приобретение долей участия в Контрактах о недропользовании при предложении таких соглашений или предприятий, получающих выгоду по таким соглашениям, к продаже.
- Компания является оператором разветвленных сетей нефтяных и газовых трубопроводов Казахстана; и
- В настоящее время Компания владеет существенными долями участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана, а также в одном крупном НПЗ в Румынии.

Стратегия

Цель Компании заключается в сохранении своего статуса ведущей нефтегазовой вертикально-интегрированной компании в Казахстане посредством сосредоточения усилий на следующих приоритетных направлениях:

- Увеличение общих объемов добычи Компании и ее запасов путем заключения сделок по приобретению и проведения поисково-разведочных операций;
- Расширение транспортных систем Компании путем разработки новых транспортных маршрутов и увеличения мощностей существующих сетей;
- Повышение роли Компании в «цепочке добавленной стоимости» нефти и газа посредством маркетинга и реализации нефтепродуктов конечным потребителям таких нефтепродуктов; и
- Увеличение эффективности своей деятельности посредством реорганизации своей корпоративной структуры.

Кредитные рейтинги

Компании присвоены долгосрочные рейтинги в иностранной валюте: Baa2 (прогноз – негативный) агентством «Moody's Investors Service» (далее – **Moody's**), BB+ (прогноз – стабильный) агентством «Standard & Poor's Rating Services» (далее – **S&P**), BBB- (прогноз – негативный) агентством «Fitch Ratings» (далее – **Fitch**). 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. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с Облигациями – Последние события показали, что кредитные рейтинги не отражают все риски»*.

Факторы риска

Более подробное описание рисков и других факторов, которые следует учитывать при принятии инвестиционных решений в отношении Облигаций, выпускаемых в рамках Программы, приводится в разделах *«Факторы риска»* и *«Заявления прогнозного характера»*.

ОБЗОР ОТОБРАННОЙ ФИНАНСОВОЙ И ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Указанная ниже финансовая информация по Компании по состоянию на и за года, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., взята из Финансовой отчетности за 2009 год и должна рассматриваться совместно с Финансовой отчетностью за 2009 год, а также полностью ограничивается Финансовой отчетностью за 2009 год, включая примечания к ней, содержащиеся в других разделах настоящего Базового проспекта.

Потенциальные инвесторы должны рассматривать отобранную финансовую и иную информацию совместно с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Капитализация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность», а также с Финансовой отчетностью за 2009 год, включая примечания к ней, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

Данные консолидированного балансового отчета

	На 31 декабря				% разница между годами, закончив шимися
	2009 ⁽¹⁾ (неаудир)	2009 г.	2008 г.	31 декабря 2008 и 2009 гг.	
	(млн. USD)	(млн. KZT)			
АКТИВЫ					
Внеоборотные активы					
Недвижимость, здания и оборудование	14 933,8	2 215 574,1	1 797 313,8		23,3%
Разведочные и оценочные активы	774,2	114 861,1	81 653,2		40,7%
Нематериальные активы	1 748,8	259 455,3	75 319,4		244,5%
Долгосрочные банковские депозиты	124,5	18 464,4	29 694,2		(37,8)%
Инвестиции в ассоциированные организации	4 346,3	644 811,2	525 187,2		22,8%
Активы по отсроченному подоходному налогу	85,8	12 726,7	4 149,9		206,7%
Предоплата роялти и НДС к возмещению	47,5	7 049,9	3 718,4		89,6%
Авансы по внеоборотным активам	125,7	18 647,1	14 041,9		32,8%
Долговые обязательства к получению	421,4	62 521,0	0,0		-
Вексель к получению от СП	136,6	20 268,9	18 862,0		7,5%

	На 31 декабря				% разница между годами, закончив шимися
	2009 ⁽¹⁾ (неаудир)	2009 г.	2008 г.		
	(млн. USD)	(млн. KZT)			
Векселя к получению от ассоциированных организаций	108,4	16 075,4	0,0	-	
Беспроцентный заем связанным сторонам	54,1	8 028,2	0,0	-	
Прочие внеоборотные активы	69,4	10 300,1	7 153,3	44,0%	
	22 976,4	3 408 783,5	2 557 093,2	33,3%	
Краткосрочные активы					
Товарно-материальные запасы	1 086,9	161 249,7	99 580,3	61,9%	
НДС к возмещению	257,9	38 260,1	40 305,7	(5,1)%	
Предоплата по подоходному налогу	80,7	11 979,8	7 790,7	53,8%	
Торговая дебиторская задолженность	958,3	142 179,6	111 796,3	27,2%	
Краткосрочные финансовые активы	4 824,1	715 704,6	551 176,2	29,9%	
Вексель к получению от акционера СП	7,3	1 082,1	0,0	-	
Дивиденды к получению от ассоциированных организаций	99,0	14 687,6	0,0	-	
Прочие краткосрочные активы	454,7	67 458,2	47 156,0	43,1%	
Денежная средства и их эквиваленты	3 802,9	564 191,2	491 761,7	14,7%	
	11 571,8	1 716 792,9	1 349 567,0	27,2%	
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	2,6	378,4	13,2	2 762,4%	
	11 574,4	1 717 171,3	1 349 580,2	27,2%	
ИТОГО АКТИВОВ	34 550,8	5 125 954,7	3 906 673,4	31,2%	

	На 31 декабря				% разница между годами, закончившимися
	2009 ⁽¹⁾ (неаудир.)	2009 г.	2008г. ⁽²⁾		
	(млн. долл. США)				31 декабря 2008 и 2009 гг.
				(млн. тенге)	
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА					
Собственный капитал					
Акционерный капитал	1 076,1	159 647,5	158 049,4		1,0%
Дополнительно оплаченный капитал	15,2	2 248,1	9 013,5		(75,1)%
Прочий собственный капитал	33,1	4 910,4	1 385,0		254,5%
Резерв от пересчета валюты	1 232,5	182 852,7	(27 799,0)		(757,8)%
Нераспределенная прибыль	10 328,1	1 532 273,7	1 468 030,8		4,4%
Относящийся к собственному капиталу					
Акционеров учредителя	12 684,9	1 881 932,4	1 608 679,9		17,0%
Миноритарных акционеров	3 210,5	476 310,3	421 294,5		13,1%
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ	15 895,4	2 358 242,7	2 029 974,3		16,2%
Долгосрочные обязательства					
Заимствования	9 334,9	1 384 933,0	961 525,7		44,0%
Кредиторская задолженность за приобретение дополнительной доли участия в проекте	2 103,3	312 052,1	239 500,8		30,3%
Кредиторская задолженность за приобретение дочерней организации	56,7	8 405,2	0,0		-
Резервы	382,9	56 809,5	54 536,1		4,2%
Отсроченные обязательства по подоходному налогу	842,1	124 938,9	70 827,3		76,4%
Прочие долгосрочные обязательства	114,4	16 966,3	21 113,9		(19,6)%
	12 834,4	1 904 105,2	1 347 503,9		41,3%
Краткосрочные обязательства					
Заимствования	3 051,6	452 741,1	188 445,5		140,3%
Резервы	312,1	46 306,8	40 247,6		15,1%

Подходный налог к уплате	218,6	32 437,4	57 588,1		(43,7)%
Торговая кредиторская задолженность	1 054,7	156 470,4	142 902,9		9,5%
Прочие налоги к уплате	566,1	83 986,6	36 517,7		130,0%
Обязательства по опциону пут	0,0	0,0	14 895,5		(100,0)%
Производные финансовые инструменты	1,6	240,7	105,8		127,5%
Прочие краткосрочные обязательства	616,2	91 423,9	48 492,2		88,5%
	5 821,0	863 606,9	529 195,2		63,2%
ВСЕГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	18 655,4	2 767 712,0	1 876 699,1		47,5%
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.....	34 550,8	5 125 954,7	3 906 673,4		31,2%

Примечание:

(1) Для удобства данные были переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США на 31 декабря 2009 года, 148,36 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроспективно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За годы, закончившиеся 31 декабря				% разница между годами, закончившимися 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г. ⁽¹⁾ (неаудир.)	2009 г.	2008 г. ⁽²⁾		
	(млн. долл. США)	(млн. тенге)			
Выручка	10 776,6	1 589 548,6	1 885 605,9		(15,7)%
Себестоимость реализованной продукции	(7 098,3)	(1 047 000,9)	(1 199 360,3)		(12,7)%
Валовой доход	3 678,3	542 547,8	686 245,6		(20,9)%
Общие и административные расходы	(814,3)	(120 112,8)	(145 704,1)		(17,6)%
Транспортные расходы и расходы на продажу	(1 145,7)	(168 984,9)	(153 732,0)		9,9%
Обесценение гудвилла	(8,9)	(1 306,5)	(23 553,1)		(94,5)%
Обесценение недвижимости, зданий, оборудования	(70,3)	(10 364,2)	(6 614,6)		56,7%
Доходы (убытки) от реализации недвижимости, зданий и оборудования, нетто	123,0	18 147,5	(725,0)		(2 603,2)%
Доходы от реализации дочерних организаций	39,2	5 787,7	2 839,5		(103,8)%
Прочие доходы от операционной деятельности	84,2	12 416,6	8 243,0		50,6%
Прочие убытки от операционной деятельности	(99,0)	(14 606,4)	(6 394,4)		128,4%
Отрицательная курсовая разница, нетто	(55,5)	(8 180,3)	(13 103,9)		(37,6)%
Доходы от финансирования	575,4	84 867,2	101 103,8		(16,1)%
Расходы на финансирование	(954,8)	(140 825,7)	(108 358,2)		30,0%
Нереализованные убытки (доходы) от производных финансовых инструментов сырой нефти	(22,6)	(3 336,5)	3 753,0		(188,9)%
Доля дохода в СП и ассоциированных организациях	1 164,3	171 738,1	239 771,1		(28,4)%
Прибыль до вычета подоходного налога	2 493,5	367 787,3	583 770,6		(37,0)%
Расходы по подоходному налогу	(1 215,6)	(179 295,7)	(200 287,2)		(10,5)%

Прибыль за год от продолжаемой деятельности	1 277,9	188 491,6	383 483,4		(50,8)%	
Прекращенная деятельность						
Прибыль после учета подоходного налога за год от прекращенной деятельности	14,4-	2 127,6	7 637,8		(72,1)%	
Прибыль за год	1 292,3	190 619,3	391 121,2		(51,3)%	
Относимая к:						
Держателям акций Компании	765,7	112 934,0	298 291,2		(62,1)%	
Доля меньшинства	526,7	77 685,3	92 830,0		(16,3)%	
Прочий совокупный доход	1 292,3	190 619,3	391 121,2		(51,3)%	
Перевод иностранных валют	1 528,9	225 506,1	3 098,3		7 178,4%	
Реализованные убытки от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированные в прибыль за период	-	-	435,9		(100,0%)	
Прочий совокупный доход за период	1 528,9	225 506,1	3 534,2		6 280,7%	
Итого совокупный доход за период, за вычетом налогов	2 821,2	416 125,4	394 655,4		5,4%	
Относимая к:						
Держателям акций Компании	2 193,8	323 585,7	301 732,6		7,2%	
Доля меньшинства	627,4	92 539,7	92 922,8		(0,4%)	
	2 821,2	416 125,4	394 655,4		5,4%	

Примечание:

- (1) Для удобства данные были переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США за 2009 год, 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (2) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

Основные финансовые коэффициенты и показатели

В таблице ниже приводятся основные финансовые коэффициенты и показатели, используемые руководством Компании для оценки результатов деятельности Компании. Финансовые показатели, которые приводятся в указанной таблице, отражают операции Компании.

	На конец года, закончившегося 31 декабря		
	2009 (неаудир.)	2009 г.	2008 г. ⁽¹⁾
	(млн. долл. США)	(млрд. тенге, кроме коэффициентов)	
ЕВИТ ⁽⁴⁾	3 448,3 ⁽²⁾	508,6	692,2
ЕВИТДА ⁽⁵⁾	4 163,1 ⁽²⁾	614,0	790,6
Задолженность (включая текущую часть) ⁽⁶⁾	12 386,6 ⁽³⁾	1 837,7	1 150,0
Собственный капитал ⁽⁷⁾	15 895,4 ⁽³⁾	2 358,2	2 030,0
Капитализация ⁽⁸⁾	28 282,0 ⁽³⁾	4 195,9	3 180,0
Чистая капитализация ⁽⁹⁾	24 479,4 ⁽³⁾		3 632,2
Чистая задолженность ⁽¹⁰⁾	8 584,0 ⁽³⁾	1 274,0	658,0
Задолженность/ЕВИТДА	2,98	2,99	1,45
Чистая задолженность/чистая капитализация	0,35-	0,35	0,24
Задолженность/Акционерный капитал	0,78	0,78	0,57
Текущая ликвидность ⁽¹¹⁾	1,99	1,99	2,55
ЕВИТ/Расходы по финансированию	3,61	3,61	6,39

Примечание:

- (1) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.
- (2) Для удобства указанные данные переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США за 2009 год, 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (3) Для удобства эти данные переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США на 31 декабря 2009 года, 148,36 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
- (4) Компания рассчитывает показатель ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (5) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период – ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.
- (6) Задолженность – текущая часть заимствований плюс долгосрочная часть заимствований на 31 декабря соответствующего периода.
- (7) Собственный капитал – общая сумма акционерного капитала на 31 декабря соответствующего периода.
- (8) Капитализация – задолженность плюс собственный капитал на 31 декабря соответствующего периода.
- (9) Чистая капитализация – чистая задолженность плюс собственный капитал на 31 декабря соответствующего периода.

- (10) Чистая задолженность – задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода.
 (11) Текущая ликвидность – отношение краткосрочных активов на 31 декабря соответствующего периода к краткосрочным обязательствам на 31 декабря соответствующего периода.

Следующая таблица показывает отношение ЕВИТ и ЕВИТДА к доходу от текущей деятельности до вычета корпоративного подоходного налога:

	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	2009 ⁽¹⁾	2008 ⁽²⁾	
	(неаудир.) 2009 (млн.долл.США)	(млрд.тенге, кроме коэффициентов)	
Доход до уплаты подоходного налога	2 493,5	367,8	583,8
Расходы на финансирование	(954,8)	(140,8)	(108,4)
ЕВИТ ⁽³⁾ ...	3 448,3	508,6	692,2
Истощение, износ, амортизация	714,8	105,4	98,4...
ЕВИТДА ⁽⁴⁾ ...	4 163,1	614,0	790,6

Примечание:

- (1) Для удобства указанные данные переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США за 2009 год, 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.
 (2) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроспективно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.
 (3) Компания рассчитывает показатель ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
 (4) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период – ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

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:	«KazMunaiGaz Finance Sub B.V.»
Гарант:	АО «Национальная Компания КазМунайГаз».
Организаторы:	«Citigroup Global Markets Limited», «Credit Suisse Securities (Europe) Limited» и «The Royal Bank of Scotland plc.»
Дилеры:	«Citigroup Global Markets Limited», «Credit Suisse Securities (Europe) Limited», «HSBC Bank plc», «J.P. Morgan Securities Ltd», «The Royal Bank of Scotland plc», а также любой(-ые) другой(-ие) Дилер(ы), назначаемый(-ые) в соответствии с Дилерским соглашением.
Трастовый управляющий:	«Citigroup Trustee Company Limited»
Основной платежный агент:	«Citibank N.A., Лондон»
Регистратор:	«Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co. KGaA»
Платежный агент и агент по передаче:	«Citibank N.A., Лондон»
Общий объем программы:	7 500 000 000 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:	<p>Облигации выпускаются Сериями. Каждая Серия может состоять из одного или нескольких Траншей, выпускаемых в разные даты выпуска. Облигации каждой Серии регулируются одними и теми же условиями, кроме случаев, когда дата выпуска и сумма первой выплаты вознаграждения по различным Траншам могут отличаться. Облигации каждого Транша регулируются во всех отношениях одними и теми же условиями, кроме случаев, когда Транш может включать Облигации различных номиналов.</p> <p>Каждый Транш будет регулироваться 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. Условия и положения, применимые к какому-либо отдельному Траншу Облигаций, являются Условия выпуска и обращения Облигаций с изменениями, дополнениями и/или применяемыми вместо них соответствующими Окончательными условиями.</p>
Форма облигаций:	<p>Каждая Серия Облигаций выпускается только в именной форме. Облигации, регулируемые Положением S, и Облигации, регулируемые Правилom 144A, будут первоначально представлены Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, соответственно. Глобальные облигации будут подлежать обмену на Постоянные Облигации (документарные) (как определено в настоящем Базовом проспекте) в определенных обстоятельствах, предусмотренных в Глобальных облигациях.</p>
Клиринговые системы:	<p>Если не достигнуто соглашение об ином, DTC (Депозитарная трастовая компания) (в отношении любых Облигаций, регулируемых Правилom 144A), а также Clearstream, Luxembourg и Euroclear (в отношении любых Облигаций, регулируемых Положением S), а также другие клиринговые системы по согласованию между Эмитентом, Гарантом, Основным платежным агентом, Трастовым управляющим и соответствующим Дилером(-и).</p>
Валюты:	<p>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.</p>

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 Эмитента, кроме обязательств, которые могут иметь приоритетный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства. См. Условие 3(а).
Статус гарантии:	Облигации выпускаются под безусловную и безотзывную гарантию Гаранта. Обязательства Гаранта по гарантии в отношении Облигаций являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4) необеспеченными и имеют равный статус по отношению друг к другу, а также в отношении права выплаты со всеми остальными настоящими и будущими несубординированными обязательствами Гаранта, кроме обязательств, которые могут иметь преимущественный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства. См. Условие 3(б).
Цена выпуска:	При выпуске Облигации могут иметь любую цену и могут быть оплачены полностью или частично, как предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.
Срок погашения:	Любой срок погашения, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.
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.
Право погашения:	<p>досрочного 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.</p> <p>Облигации также могут быть погашены по усмотрению Держателя при (i) Изменении статуса (как определено в Условии 6 (d)).</p>
Погашение в целях налогообложения:	Кроме случаев, предусмотренных в разделе «Право досрочного погашения» выше, или в случае наступления События неисполнения обязательств, досрочное погашение допускается только в целях налогообложения в соответствии с Условием 6(с).

Вознаграждение:	Облигации могут быть процентными или беспроцентными. 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.
Номиналы:	Облигации выпускаются номиналами, согласованными между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами), кроме случаев, когда минимальный номинал каждой Облигации 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 кроме случаев, когда минимальный номинал каждой Облигации равен 50 000 евро (или, если Облигации номинированы в какой-либо другой валюте, кроме евро, - 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 50 000 евро или меньшим номиналом, округляемым в сторону повышения до целого кратного, которое указывается в соответствующих Окончательных условиях.
	Вознаграждение по Облигациям, регулируемым Правилом 144А, начисляется суммами не менее 100 000 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 нарушением раздела 19 FSMA, выпускаются минимальным номиналом, равным 100 000 фунтов стерлингов или эквивалентной сумме в иной валюте.
Облигации с фиксированной ставкой:	Фиксированное вознаграждение выплачивается в согласованные между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами) дату или даты, а также в случае выкупа, и рассчитывается на базе ежедневного расчета процентов, согласованной между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).

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 банков, специализирующихся на свопах и производных финансовых инструментах (International Swaps and Derivatives Association, Inc.), с изменениями и дополнениями, действительными на Дату выпуска первого Транша Облигаций соответствующей Серии);

или

(b) на основе базовой ставки, которая указывается на согласованной странице экрана системы котировок;

или

(c) на иной основе по согласованию между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).

Маржа (если применимо), связанная с такой плавающей ставкой, согласовывается между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами) по каждой Серии Облигаций с плавающей ставкой.

Индексированные облигации: Выплата основной суммы по Индексированным погашаемым облигациям или суммы вознаграждения в отношении к Индексированным процентным облигациям рассчитывается с использованием индекса и/или формулы, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях.

Облигации с плавающей ставкой и Индексированные процентные облигации могут также иметь максимальную процентную ставку, минимальную процентную ставку или обе такие ставки вознаграждения одновременно.

Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой и Индексированным процентным облигациям в отношении каждого Процентного периода, по предварительному согласованию до выпуска между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами), выплачивается в Даты выплаты вознаграждения на базе ежедневного расчета процентов, согласованной между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).

Двухвалютные облигации:	Выплаты (в отношении основной суммы или в отношении вознаграждения, а также осуществляемые при наступлении срока погашения или иным образом) по Двухвалютным облигациям осуществляются в таких валютах и рассчитываются на основе таких обменных курсов, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях.
Отказ от залога:	В отношении Облигаций применяется обязательство об отказе от залога, как более подробно предусмотрено в Условии 4.
Обязательства:	В отношении Облигаций предусматриваются следующие обязательства: (i) ограничение по выплате дивидендов; (ii) ограничение по продаже активов и акций дочерних организаций; (iii) ограничения по задолженностям; (iv) по финансовой информации; (v) ограничения по дивидендам от крупных дочерних организаций; (vi) сохранение разрешений; (vii) по слияниям и присоединениям; (viii) по сделкам с аффилированными лицами; (iv) по уплате налогов и иных обязательных платежей; (x) по свидетельствам должностных лиц; и (xi) по смене деятельности, каждое из которых более подробно описано в Условии 5.
Перекрестное неисполнение обязательств:	В отношении Облигаций применяется оговорка о перекрестном неисполнении обязательств, как указано в Условии 10(с).
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 8) 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.
Применимое право:	Английское 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 50 000 евро (или эквивалентной сумме в любой другой валюте на дату выпуска Облигаций) в течение двенадцати месяцев с даты выпуска настоящего Базового проспекта.

В рамках Программы также допускается выпуск нелистинговых Облигаций за пределами Казахстана или Облигаций, включаемых по согласованию с Эмитентом в списки других или дополнительных листинговых агентств, фондовых бирж или систем котировок за пределами Казахстана. Кроме того, Эмитент вправе подать заявку на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, в список Казахстанской фондовой биржи, а также вправе подать заявку на включение Облигаций в список Регионального финансового центра г. Алматы, при этом Эмитент не дает никаких гарантий относительно получения такого допуска к листингу.

Ограничения по продаже:

Описание некоторых ограничений по предложению, продаже и поставке Облигаций и по распространению материалов, связанных с предложением Облигаций в Соединенных Штатах Америки, Соединенном Королевстве, Казахстане, Нидерландах и Европейской экономической зоне, приводится в разделе *«Подписка и продажа»*.

ФАКТОРЫ РИСКА

По мнению Эмитента и Гаранта, указанные ниже факторы могут повлиять на их способность исполнить свои обязательства по выпущенным в рамках Программы Облигациям и по Гарантии, в зависимости от обстоятельств. Некоторые из этих факторов являются непредвиденными обстоятельствами, которые могут наступить или не наступить, при этом ни Эмитент, ни Гарант не выражают никакого мнения в отношении вероятности наступления или ненаступления таких непредвиденных обстоятельств.

Кроме того, ниже также описываются факторы, которые являются существенными для целей оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы. В случае материализации какого-либо из описываемых ниже рисков существенное негативное воздействие может быть оказано на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании. 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 исполнить свои обязательства по Гарантии, и инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций. Более того, возможно, что на момент выпуска и в последующие периоды будет отсутствовать устоявшийся вторичный рынок для выпущенных в рамках Программы Облигаций, а если такой рынок будет сформирован, он может оказаться малоликвидным. Соответственно, инвесторы могут оказаться не в состоянии продать свои Облигации беспрепятственно или по ценам, которые бы обеспечили инвесторам доход, сравнимый с доходом от аналогичных инвестиций в ценные бумаги, имеющие устоявшийся вторичный рынок.

По мнению Эмитента и Гаранта, описанные ниже факторы представляют собой основные риски, свойственные инвестированию в Облигации, выпускаемые в рамках Программы, однако неспособность Эмитента или Компании выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы по любым Облигациям или в связи с ними, или исполнить другие обязательства по Облигациям или Гарантии может быть обусловлена иными причинами, которые могут не рассматриваться Эмитентом и Гарантом в качестве существенных рисков на основе имеющейся у них в настоящий момент информации, или по причинам, которые они в настоящий момент не могут предвидеть. До принятия какого-либо инвестиционного решения потенциальные инвесторы также должны изучить подробную информацию, изложенную в других разделах настоящего Базового проспекта, и составить свое собственное мнение.

Порядок, в котором перечислены факторы риска, может не отражать вероятность их возникновения или степень их потенциального воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Факторы риска, связанные с Эмитентом

Способность Эмитента исполнять свои обязательства в отношении Облигаций, выпущенных в рамках Программы, полностью зависит от Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от получения средств от своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций.

Основная цель Эмитента заключается в обеспечении финансирования Компании через международные рынки капитала. Соответственно, способность Эмитента исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от исполнения обязательств Компанией, а Компания, в свою очередь, зависит от своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций в качестве источника доходов. В результате, при рассмотрении рисков, которые могут оказать влияние на способность Эмитента исполнить такие обязательства, потенциальным инвесторам следует сосредоточиться на анализе изложенных ниже факторов риска в отношении Компании и ее способности исполнить свои обязательства по Гарантии, что в равной степени применимо к способности Эмитента исполнить свои обязательства по Облигациям. В случае покупки Облигаций потенциальными инвесторами, инвесторы полностью полагаются на

платежеспособность Компании, а не какого-либо иного лица. Кроме того, при осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации присутствует риск того, что последующие изменения фактической или предполагаемой платежеспособности Компании могут оказать неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость Облигаций.

Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

Изменение цен на сырую нефть, которые исторически являются волатильными и зависят от множества независимых от Компании факторов, приводит к существенному колебанию доходов и чистой прибыли Компании. Понижение мировых цен на сырую нефть в 2008 году и начале 2009 года оказало негативное влияние на объемы доходов Компании, генерируемых от продажи сырой нефти и других продаж. Хотя с середины 2009 года цены на нефть в определенной степени восстановились, Компания не может дать никаких гарантий, что цены на нефть не упадут снова. Любое будущее понижение цен на нефть может оказать негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Продажа сырой нефти является существенным источником дохода Компании, и цены на сырую нефть зависят от множества независимых от Компании факторов. Деятельность, перспективы развития, финансовое положение, потоки наличности и результаты деятельности Компании в значительной степени зависят от существующих цен на сырую нефть. Цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными. Поступления и чистая прибыль Компании подвергаются существенным колебаниям в зависимости от изменения цен на сырую нефть. Такая волатильность была особенно выражена в 2008 и 2009 годах, в течение которых цены были подвержены сильным колебаниям. Цены на сырую нефть достигли своего пика в июле 2008 года, а затем резко упали во второй половине 2008 года и оставались на низком уровне в течение первой половины 2009 года до того, как началось их восстановление во второй половине 2009 года. В соответствии с EIA, среднемесячная цена на сырую нефть марки Brent на декабрь 2008 года составляла примерно 40 долларов США за баррель, т.е. снижение порядка 70% по сравнению с 133 долларами США за баррель в июле 2008 года. Хотя в общем цены на нефть в 2009 году выросли, достигнув уровня 74 долларов США за баррель на декабрь 2009 года, т.е. увеличились на 85% по сравнению с ценами на декабрь 2008 года, на дату настоящего Базового проспекта цена на сырую нефть остается значительно ниже тех рекордно высоких цен, которые преобладали до недавнего глобального финансового кризиса и оказали существенное положительное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое состояние, денежные потоки или результаты деятельности Компании. По состоянию на 31 марта 2010 года цена на сырую нефть марки Brent составляла 82,7 доллара США за баррель. Компания не может дать никаких заверений в отношении уровня цен, который установится в будущем. .

Доходность Компании, получаемая от продажи сырой нефти, в большой 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. Соответственно, более низкие цены на сырую нефть могут привести к снижению объемов добычи сырой нефти, которые являются экономически выгодными для Компании, или снижению экономической эффективности уровня добычи определенных скважин или планируемых или осуществляемых проектов, так как затраты на добычу будут превышать ожидаемые доходы от такой добычи. Резкое снижение цен на сырую нефть во второй половине 2008 года и продолжающиеся низкие цены на нефть в первой половине 2009 года оказали неблагоприятное воздействие на доходы Компании и EBITDA за 2009 год. Несмотря на некоторый рост цен на нефть начиная с середины 2009 года, Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что Компания будет продолжать получать более высокие (или лучшие) цены за баррель сырой нефти по сравнению с теми ценами, которые она получает в настоящее время. Любое дальнейшее снижение (даже относительно незначительное снижение) цен на сырую нефть и/или сокращение общих объемов добычи Компании может привести к сокращению чистого дохода, ухудшить возможности Компании по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождений Компании, и оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности

Компании.

Цены на сырую нефть подвержены большим колебаниям под влиянием различных независимых от Компании факторов, в том числе:

спрос и предложение на глобальных и региональных рынках и ожидания в отношении будущего спроса и предложения на сырую нефть и нефтепродукты;

влияние рецессионных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на нефтегазовую продукцию;

глобальные и региональные социально-экономические и политические условия, и развитие военных действий, в частности на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;

погодные условия и стихийные бедствия;

доступ к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;

цены и наличие альтернативных видов топлива;

способность стран-членов Организации стран-экспортеров нефти (далее – ОПЕК), а также других нефтедобывающих стран, устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;

государственное регулирование и действия, включая экспортные ограничения и налоги, в Казахстане и других странах; и

неопределенность рынка и спекулятивная деятельность;

Компания имеет довольно высокую долю заемных средств и она ориентирована на долгосрочные планы развития, которые могут привести к увеличению долгового бремени в последующие годы. В результате, Компания может быть ограничена своими финансовыми обязательствами в рамках своих долговых договоров, невыполнение которых может привести к требованию досрочного погашения заемных средств, в том числе по Облигациям, или расторжению некоторых или всех долговых договоров Компании.

Компания имеет довольно высокую долю заемных средств по краткосрочным и долгосрочным обязательствам, неоплаченным по состоянию на 31 декабря 2009 года, сумма которых составляет 1 838 млрд. тенге. Неоплаченный долг Компании может увеличиваться в долгосрочной перспективе по мере того, как Компания будет продолжать стратегию развития, основанную на приобретениях и высоких капиталовложениях. Например, в 2009 году выпущенные в рамках Программы Облигации, совокупная сумма основного долга по которым составила 1,5 млрд. долларов США, были гарантированы Компанией; Компания выпустила облигации на Казахстанской фондовой бирже на общую сумму в 120 млрд. тенге, которые были полностью подписаны Банком Развития Казахстана, с целью финансирования своей доли в денежных требованиях на 2009 год по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган); и в связи с покупкой Павлодарского НПЗ Компания выпустила облигации на Казахстанской фондовой бирже на общую сумму в 190 млрд. тенге, которые были полностью подписаны Самрук-Казына в обмен на облигации, выпущенные Самрук-Казына для Компании на Казахстанской фондовой бирже на ту же сумму, и эти облигации, в свою очередь, были использованы Компанией в связи с операцией обратной покупки с НБК. В частности, Компания ожидает расширение программы капиталовложений в Северо-Каспийском проекте (месторождение Кашаган), которая будет финансироваться Компанией пропорционально ее доле участия в КСКП, которая на 31 декабря 2009 года составила 16,81% программ капиталовложений, относящихся к транспортным проектам с совместными предприятиями, в частности с Азиатским газопроводом, и потенциальный выкуп Конвертируемых облигаций

Ромпетрол (как определено ниже) – все это может потребовать от Компании принятия дополнительного долга, а также использования денежных ресурсов Компании. Кроме того, хотя ТШО и КТК предполагают финансировать свои соответствующие доли капиталовложений за счет своих собственных потоков денежных средств или, когда это необходимо, за счет внешнего финансирования, Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что от Компании в какой-то момент не потребуются предоставление денежных средств для покрытия всей или части суммы таких капиталовложений. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Компания будет в состоянии профинансировать все или большую часть своих капиталовложений за счет денежных ресурсов Компании. Хотя переход Компании, начиная с 2009 года, на метод учета доли участия в отношении совместных предприятий вместо метода пропорциональной консолидации сократил общие долговые обязательства Компании, как они показаны в консолидированной финансовой отчетности, и использование Компанией безоборотного финансирования, где это возможно, улучшило профиль Компании по общему долгу, Компания не может дать никакой гарантии того, что уровни долга Компании не продолжат увеличиваться в будущем. Кроме того, Компания не может дать никаких гарантий того, что она будет в состоянии рефинансировать свою задолженность при наступлении срока погашения на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании, либо вообще. Невозможность рефинансировать свою непогашенную задолженность может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

На Компанию также распространяются определенные финансовые и другие ограничительные обязательства, предусмотренные условиями ее задолженности, которые ограничивают ее возможности заимствования, включая, среди прочего, по синдицированной кредитной линии ТД КМГ на сумму 2,5 млрд. долларов США с «Дойче Банк АГ», в качестве агента от 4 сентября 2008 года (далее – **Кредитная линия ТД КМГ**) по отношению к которым, Компания должна соблюдать ряд финансовых обязательств, которые включают поддержание (i) соотношения консолидированной задолженности к EBITDA на уровне не более чем 3,5:1, (ii) соотношения консолидированной задолженности «существенных дочерних организаций» (как определено по Кредитной линии ТД КМГ), за вычетом гарантированной Компанией финансовой задолженности, к EBITDA таких существенных дочерних организаций на уровне не более чем 2,5:1, и (iii) соотношение консолидированного чистого долга к чистой капитализации на уровне не более чем 50%. Две другие кредитные линии, по которым Компания является стороной, имеют схожие финансовые обязательства. Возможности Компании отвечать по своим финансовым обязательствам и проверка стабильности Компании на фоне ее задолженности могут быть подвержены влиянию событий, не зависящих от Компании. Руководство Компании не может дать никаких гарантий того, что Компания сможет выдержать эти проверки. Если Компания не сможет соблюдать ограничения и обязательства по своему текущему или будущему долгу и другим соглашениям, это может привести к неисполнению обязательств по условиям таких соглашений. В случае неисполнения обязательств по таким соглашениям, стороны могут расторгнуть принятые на себя обязательства по дальнейшему кредитованию Компании или потребовать досрочного погашения займов, объявив о том, что платежи по займам подлежат оплате, что приведет к наступлению событий нарушения обязательств по другим финансовым соглашениям. Если какое-либо из этих событий произойдет, Компания не может гарантировать, что ее активов будет достаточно для погашения всей ее задолженности в полном объеме или что Компания сможет обеспечить альтернативное финансирование. Даже если Компания сможет получить альтернативное финансирование, руководство Компании не может гарантировать, что такое финансирование будет осуществляться на условиях выгодных или приемлемых для Компании.

В прошлом некоторые дочерние организации Компании нарушали определенные обязательства по ряду своих финансовых соглашений. Хотя все данные нарушения были устранены, Компания не может дать никаких гарантий, что подобные или иные нарушения не произойдут в будущем.

В 2009 году две дочерние организации Ромпетрол – «Rompetroл Rafinare S.A.» и «Rompetroл Petrochemicals SRL» – нарушили определенные обязательства в отношении поддержания коэффициентов, содержащиеся в определенных финансовых соглашениях, что могло привести к наступлению событий нарушения обязательств или перекрестному досрочному погашению по другим соглашениям Ромпетрол и Компании. Компания добилась получения отказов от прав и других

гарантий от соответствующих заемщиков, и ни по одному из финансовых соглашений Ромпетрол или Компании не было объявлено никаких дефолтов или досрочного погашения.

В 2009 году Компания допустила нарушение определенных обязательств по соглашению о кредитной линии на сумму в 52 млн. долларов США между «HSBC Bank plc» (далее – **HSBC**) и КТГ (далее – **Кредитная линия HSBC**). Хотя эти нарушения также могли привести к наступлению ряда непогашенных перекрестных событий нарушения обязательств по другим финансовым соглашениям Компании, HSBC согласился не объявлять о дефолте с тем, чтобы дать КТГ возможность погасить этот заем, который был полностью погашен в июле 2009 года.

Кроме того, в 2009 году компания «КТГ Тбилиси» – дочерняя организация КТГ – допустила нарушение по соглашению о кредитной линии на сумму в 50 млн. долларов США, заключенному между лондонским филиалом «Credit Suisse AG» (далее – **CS**) и «КТГ Тбилиси», гарантированной КТГ и ИЦА (далее – **Кредитная линия CS**), включая в отношении уплаты сумм, причитающихся по Кредитной линии CS и предоставленной по ней гарантии. После двух условных отказов от прав, предоставленных CS, и письменного требования платежа, направленного CS в адрес КТГ Тбилиси и гарантам по Кредитной линии CS, КТГ заключил новое соглашение о кредитной линии на сумму в 50 млн. долларов США с «Credit Suisse International» (далее – **CSI**) по гарантию ИЦА (далее – **Кредитная линия CSI**), которое заменило собой Кредитную линию CS. На дату настоящего Базового проспекта условия новой Кредитной линии CSI КТГ соблюдаются.

Компания и ее соответствующие дочерние организации предприняли все необходимые шаги для разрешения всех непогашенных нарушений обязательств, и на дату настоящего Базового проспекта ни Компания, ни какая-либо из ее дочерних организаций не находится в состоянии нарушения какого-либо обязательства по своим соответствующим действующим кредитным линиям. Вместе с тем Компания не может дать никаких гарантий, что в будущем не произойдет никаких дальнейших нарушений обязательств со стороны какой-либо дочерней организации Компании. Любые такие нарушения могут, если соответствующие заемщики в последующем примут решение потребовать досрочного погашения займов, привести к перекрестному требованию досрочного погашения по другим кредитным линиям Компании, что может оказаться существенным финансовым бременем для Компании и привести к наступлению события дефолта по Облигациям. Компания вправе периодически использовать часть поступлений от Облигаций в рамках Программы для погашения существующей задолженности, особенно когда это необходимо для устранения будущих нарушений (если таковые будут иметь место) по другим финансовым соглашениям.

Серьезные финансовые трудности, которые испытали ряд основных казахстанских банков, могут привести к значительным потерям по депозитам Компании, размещенным в таких банках.

Компания имеет значительные депозиты в АО «БТА Банк» (далее – **БТА Банк**), АО «Халык Банк» (далее – **Халык Банк**) и АО «Казкоммерцбанк» (далее – **Казкоммерцбанк**). БТА Банк и Казкоммерцбанк и в меньшей степени Халык Банк столкнулись со значительными финансовыми трудностями, а БТА Банк в настоящее время находится в процессе реструктуризации. На 31 марта 2010 года депозиты Компании, размещенные в казахстанских банках, составили 8,1 млрд. долларов США (7,7 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года), из которых примерно 2,8 млрд. долларов США (2,5 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) были размещены в Казкоммерцбанке, 2,7 млрд. долларов США (2,6 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в Халык Банке и 1,1 млрд. долларов США (1,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в БТА Банке. Халык Банк и Казкоммерцбанк получили существенную государственную помощь от Правительства в результате приобретения Самрук-Казыной 21% доли участия в Халык Банке и 25% доли участия в Казкоммерцбанке. Кроме того, Самрук-Казына приобрел более 75% доли участия в БТА Банке и 67% доли участия в АО «Альянс Банк», еще одного крупного банка в Казахстане (далее – **Альянс Банк**). С начала пика банковского кризиса в начале 2009 года БТА Банк, Альянс Банк, АО «Темирбанк» и АО «Астана Финанс» допустили дефолт по своим договорным платежам и нарушили определенные регулятивные требования Агентства по регулированию и надзору за финансовыми рынками и финансовыми организациями (далее – **АФН**). БТА Банк объявил мораторий по выплате основной суммы непогашенного долга до разрешения вопроса о возможной реструктуризации своей финансовой задолженности. Альянс Банк объявил о завершении процесса реструктуризации. Существует вероятность, что усилия по реструктуризации в отношении казахстанского финансового сектора могут

оказаться неудачными, и банки, в которых у Компании имеются депозиты, а возможно и другие банки могут все-таки быть объявлены банкротами. В результате, необеспеченные кредиторы, такие как Компания, могут оказаться не в состоянии вернуть какую-либо часть своих депозитов, размещенных в таких банках. Хотя ни один из депозитов Компании, размещенных в каком-либо из этих банков, не был заморожен, и Компания не пыталась снять денежные средства, Компания полагает, что на практике способность Компании осуществить доступ к этим депозитам ограничена и что, по крайней мере в краткосрочной перспективе, она скорее всего не будет в состоянии снять эти деньги. На 7 июля 2009 года S&P понизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании до ВВ+ (прогноз стабильный) частично ввиду значительной зависимости Компании от пострадавшего банковского сектора Казахстана, несмотря на ожидание со стороны S&P дальнейшей сильной поддержки со стороны государства. В пресс-релизе от 7 апреля 2010 года агентство «Moody's» объявило о своем решении оставить без изменений текущие рейтинги и негативные прогнозы в отношении Компании и ее дочерних организаций, несмотря на недавнее изменение прогноза по суверенному рейтингу Казахстана с негативного на стабильный, до тех пор, пока не будет произведен дальнейший анализ ослабленного финансового положения Компании с учетом продолжающихся допущений относительно высокого уровня государственной поддержки.

Компания в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем, которыми управляют иностранные государства (в том числе Российская Федерация (далее - Россия)) и другие третьи лица, 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 нефтеналивной терминал (как определено ниже) для отгрузки в Европу. Соответственно, транспортировка нефти Компании в значительной степени зависит от межправительственных соглашений между Казахстаном, Россией и другими государствами.

Несмотря на то, что на сегодняшний день сбои в системе российских нефтепроводов не привели к каким-либо существенным потерям для Компании, любое сокращение или прекращение доступа к этим системам, независимо от того, происходит ли это в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, в числе прочего, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на объемы экспорта, что, в свою очередь, может повлиять на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании.

Компания, в качестве представителя Казахстана, который является участником Каспийского трубопроводного консорциума (далее – КТК), недавно участвовала в переговорах по расширению мощностей казахстанского и российского отрезков **трубопровода КТК** для транспортировки увеличенных объемов продукции, добываемой ТШО, а также ожидаемых объемов с месторождения Кашаган с началом промышленной добычи. 17 декабря 2008 года ММЭР, Министерство энергетики Российской Федерации и другие участники КТК (кроме «Лукарко Би.Ви.») договорились начать процесс расширения и подписали Меморандум о расширении, который был утвержден другими участниками КТК в первой половине 2009 года. Окончательное соглашение по расширению трубопровода КТК было подписано 19 декабря 2009 года, а завершение расширения ожидается к 2015 году. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*.

В феврале 2010 года акционеры КТК назначили Компанию, российскую компанию «Транснефть» и компанию «Шеврон» операторами проекта расширения. Цели проекта расширения включают увеличение мощности трубопровода с 33 млн. тонн до 67 млн. тонн в год (и далее до 75 млн. тонн в год с применением антифрикционных присадок); строительство десяти насосных станций (две в Казахстане и восемь в России), шести резервуарных парков в Новороссийске и третьего причала в нефтяном терминале в Новороссийске; и замену 88 км трубопровода в

Казахстане. Транснефть будет осуществлять управление проектом расширения в России, Шеврон – в порту Новороссийска, а Компания – в Казахстане. Компания не может дать никаких гарантий, что акционеры КТК не будут поднимать вопросы относительно проекта расширения, которые могут поставить под угрозу его завершение, или что не возникнет задержек в завершении проекта расширения или перерасхода сметных средств.

Более того, в результате приобретения 49,9% доли участия в компании «Kazakhstan Pipeline Ventures LLC» (далее – **KPV**) у «BP plc» (далее – **BP**), которое привело к увеличению ее эффективной бенефициарной доли участия в КТК до 20,75%, права Компании на прокачку по трубопроводу КТК значительно увеличились одновременно с увеличением соответствующих тарифов, оплачиваемых Компанией для реализации этих прав. См. раздел «Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК». Кроме того, несмотря на увеличение объема прав на прокачку по трубопроводу, Компания не может быть уверена, что ей удастся получить доступ к распределяемым мощностям Трубопровода КТК в объеме, достаточном для транспортировки предполагаемых объемов добычи на месторождении Кашаган. Невозможность получения доступа к дополнительным мощностям Трубопровода КТК и любое значительное увеличение тарифов за использование Трубопровода КТК могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Пользователи газотранспортной сети, оператором которой является ИЦА – газотранспортное дочернее предприятие Компании – зависят от соединений 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 и России, в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, среди прочего, может привести к сокращению объемов газа, транспортируемого ИЦА. Например, объем транспортированного в 2009 году газа был на 22% ниже чем в 2008 году из-за отсутствия договоренности между Россией и Туркменистаном в отношении цен покупки газа и других условий, в результате чего Россия ограничила объем газа, импортируемого из Туркменистана в Россию, что, соответственно, привело к более низкому уровню использования газотранспортной сети ИЦА. Любое подобное или другие будущие сокращения могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Многие добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Компании построены много лет назад и могут потребовать существенных дополнительных объемов инвестирования.

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 построено более 25 лет назад, а некоторые отрезки – более 35 лет назад. Компания инвестировала значительные денежные средства в ремонт и модернизацию сети трубопроводов и компрессорных станций для приведения их в соответствие с международными стандартами. Хотя в последнее время не происходило существенных задержек или сбоев в поставках природного газа клиентам Компании, Компания не дает гарантий того, что таких задержек или сбоев удастся избежать в будущем из-за нагрузки и коррозии трубопроводов, дефектов в конструкции компрессорных станций, проблем, связанных с суровыми климатическими условиями или недостаточным техническим обслуживанием или недостаточной модернизацией сети. На месторождениях дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании несколько раз происходили сбои в подаче электроэнергии. Любые сбои или неблагоприятные изменения, влияющие на электроснабжение операций Компании или другой производственной инфраструктуры, предоставляемой третьими сторонами, могут оказать

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

Атырауский НПЗ в Западном Казахстане был введен в эксплуатацию в 1945 году и является старейшим из трех действующих нефтеперерабатывающих предприятий в Казахстане. Атырауский НПЗ функционирует чуть выше точки безубыточности, и низкий коэффициент загрузки, главным образом, является результатом ограничений, связанных с устаревшим оборудованием и недостаточным техническим оснащением. См. раздел *«Деятельность – Переработка и реализация – Перерабатывающие предприятия – Атырауский НПЗ»*. Хотя в период с марта 2003 года по сентябрь 2006 года Атырауский НПЗ был переоборудован и модернизирован, в результате чего большая часть устаревшего оборудования была заменена, а технологические процессы и оборудование были обновлены для обеспечения производства продуктов переработки в соответствии с казахстанскими стандартами, Компании еще предстоит произвести значительные инвестиции для увеличения коэффициента использования и рентабельности Атырауского НПЗ и улучшения качества продуктов (нефте)переработки, производимых Компанией на Атырауском НПЗ.

Поломки или неисправности оборудования или процессов, в результате которых фактический уровень отдачи или эффективности может оказаться ниже ожидаемого, в числе прочего, также могут оказать неблагоприятное воздействие на связанную с транспортировкой нефти и газа деятельность Компании. 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. К примеру, Батумский порт и нефтеналивной терминал, приобретенный Компанией в 2008 году, расположен в Грузии, и у Компании нет непосредственного доступа к этому объекту в случае каких-либо неисправностей или сбоев в работе. Кроме того, любые политические волнения или военные действия в этом регионе могут ограничить способность Компании использовать мощности Батумского порта и нефтеналивного терминала на ее транспортных маршрутах. Например, в 2008 году работа Батумского порта и нефтеналивного терминала была прервана на три месяца ввиду военных действий между Россией и Грузией в августе 2008 года.

Для осуществления своей деятельности Компания нуждается в значительных капитальных затратах, и Компания может оказаться не в состоянии финансировать свои запланированные капитальные затраты.

Для осуществления своей деятельности Компания нуждается в значительных капитальных затратах, связанных с разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства. Хотя в 2009 году Компания сократила свою общую программу капиталовложений в ответ на глобальный финансовый кризис, ожидается, что Компания вернется к исторически сложившимся более высоким уровням капитальных затрат и инвестирования в 2010 и последующих годах.

Например, ТШО планирует проект будущего поколения по дальнейшему расширению производства (Future Generation Project, далее – **FGP**) на месторождении Тенгиз, используя технологии, недавно задействованные при завершении завода второго поколения и проекта закачки сырого газа, после получения всех необходимых одобрений от соответствующих регулятивных органов и партнеров. Ожидается, что FGP приведет к дальнейшему увеличению объемов добычи нефти на месторождениях ТШО и перерабатывающей мощности завода. Общие суммарные затраты на проект составляют приблизительно 15 млрд. долларов США (за исключением затрат на программу буровых работ и предполагая проектную мощность в 12 млн. тонн в год), и его завершение ожидается в 2016 году. ТШО планирует покрыть общие затраты на проект за счет своих собственных потоков денежных средств и в необходимом объеме за счет внешнего заимствования. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Крупные месторождения совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО»*.

В октябре 2008 года Компания приобрела дополнительные 8,48% в КСКП, увеличив свою долю участия в КСКП до 16,81% ретроактивно, начиная с 1 января 2008 года. Ожидается, что с увеличением доли участия в КСКП доля Компании в программе капитальных затрат по месторождению Кашаган, которая в 2008 году составила 909,3 млн. долларов США и увеличилась до 1,29 млрд. долларов США в 2009 г., возрастет до 1,46 млрд. долларов США в 2010 году. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертому кварталу 2012 года. *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты разведки - КСКП – месторождение Кашаган».*

Увеличившиеся объемы добычи нефти на месторождении Тенгиз и начало промышленной добычи на месторождении Кашаган потребует увеличения мощностей транспортной инфраструктуры. Помимо прочего, планируется, что Трубопровод КТК будет расширяться, чтобы обеспечить увеличившиеся производственные мощности на месторождениях Тенгиз и Кашаган. Ожидаемые капитальные затраты на расширение Трубопровода КТК составляют приблизительно 4,5 млрд. долларов США. Хотя КТК планирует покрыть общие затраты на этот проект за счет своих собственных потоков денежных средств из поступлений от оказания услуг по транспортировке нефти, предоставляемых акционерам КТК по имеющимся у них квотам и правам на дополнительные объемы по принципу «отгрузи или плати» (т.е. транспортировка за фиксированную плату вне зависимости от объемов отгруженной продукции), а также в необходимом объеме за счет внешнего финансирования, не может существовать никакой гарантии, что КТК не будет стремиться получить дополнительное финансирование от своих акционеров. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК».*

Комплексный план развития нефтеперерабатывающих заводов в Республике Казахстан на 2009-2015 годы был утвержден Правительством в мае 2009 года и в настоящее время находится на этапе реализации. Компания планирует осуществлять инвестиции в модернизацию и расширение контролируемых ею или совместно контролируемых нефтеперерабатывающих заводов с целью увеличения производства и обеспечения соответствия новым экологическим стандартам. В течение последующих шести лет Компания планирует инвестировать 2,2 млрд. долларов США, 0,55 млрд. долларов США и 1,3 млрд. долларов США в модернизацию Атырауского, Шымкентского и Павлодарского НПЗ, соответственно. Кроме того, Компания ожидает, что общие капитальные затраты Ромпетрол в период с 2008 года по 2010 год на модернизацию НПЗ Петромеда составят 337 млн. долларов США, из которых 30,2 млн. долларов США были израсходованы в 2008 году, 65 млн. долларов США – в 2009 году и оставшиеся 241,8 млн. долларов США будут израсходованы в 2010 году.

Инвестиции Компании в проекты по разведке нефти и газа (в свои собственные или в совместных предприятиях) в соответствии с некоторыми Контрактами на недропользование, которые не привели к коммерческим обнаружениям или запасам, как правило, осуществляются на риск Компании из-за применяемых методов подсчета налоговых выплат для объекта добычи являются невозвратными их доходной части, производимой Компанией по другим проектам (за исключением случаев, когда такой риск по контракту возлагается на партнеров Компании по совместному предприятию).

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 организаций и совместных предприятий. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Гарантия структурно субординирована по отношению к кредиторам дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании».*

Кроме того, в случае (среди прочего) снижения мировых цен на нефть, Компания возможно будет вынуждена финансировать большую часть своих планируемых капитальных затрат за счет внешних источников, включая банковские заимствования и выпуск долговых ценных бумаг на местных и международных рынках капитала. 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. Недостаток значительных средств в будущем может привести к тому, что Компания будет вынуждена отложить либо отказаться от осуществления некоторых из своих предполагаемых проектов.

Несмотря на то, что Компания может также обратиться за финансированием к государству, которое является ее единственным косвенным акционером, за увеличения капитала или каким-либо иным образом, Компания не может дать никаких гарантий того, что она сможет получить дополнительное финансирование от государства на приемлемых условиях или вообще.

Если Компания не сможет привлечь необходимое финансирование от государства, либо банков, либо на рынках капитала, она будет вынуждена сократить запланированные капитальные затраты, сократить, урезать или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на результаты ее хозяйственной деятельности и финансовое состояние. При таких обстоятельствах любое подобное сокращение капитальных затрат 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.

Гарантия структурно субординирована по отношению к кредиторам дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании.

Обязательства по Гарантии несет исключительно Компания. Дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании являются самостоятельными юридическими лицами и не несут никаких обязательств по уплате каких-либо сумм, причитающихся по условиям Облигаций или Гарантии, или по предоставлению каких-либо средств для указанной цели посредством дивидендов, распределений, займов или каких-либо иных платежей.

В последние годы Компания получает значительную сумму своих денежных потоков за счет дивидендов, выплачиваемых Компании ее дочерними организациями, совместно контролируемые предприятиями и ассоциированными организациями. Однако в будущем выплачиваемые Компании дивиденды могут сократиться постольку, поскольку дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании должны будут финансировать капитальные затраты или покрывать другие расходы или уплачивать штрафы, включая, среди прочего, экологические штрафы, за счет наличных денежных средств. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Деятельность Компании требует значительных капитальных затрат и Компания может быть не в состоянии профинансировать свои запланированные капитальные затраты»*. Компания не может дать никаких гарантий, что размер будущих дивидендов от дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании, при наличии, будет аналогичен размеру дивидендов, полученных за последние несколько лет.

Кроме того, право Компании на получение любых активов дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании при их ликвидации или реорганизации и, соответственно, право получателей Гарантии владеть долей таких активов, фактически является субординированным по отношению к требованиям кредиторов таких дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, включая торговых кредиторов. Кроме того, даже если бы Компания являлась кредитором какой-либо своей дочерней организации, совместно контролируемого предприятия или ассоциированной организации, права Компании в качестве кредитора были бы субординированы по отношению к праву на обеспечение взыскания на активы ее дочерней организации, совместно контролируемого предприятия или ассоциированной организации и на любую задолженность таких организаций, которая является приоритетной по отношению к той, которая имеется у Компании.

Деятельность Компании осуществляется в удаленных или иных недоступных регионах.

В силу удаленности многих производственных объектов Компании, Компания, как правило, не имеет прямого доступа к оборудованию или техническим средствам для решения таких проблем, как, в числе прочих, 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, а также взаимодействие между промышленной системой сбора нефти и газа и ее перерабатывающими мощностями, могут повлиять на способность Компании по использованию ее производственных мощностей и значительно сократить или остановить добычу.

В силу удаленности многих производственных объектов Компании, ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для террористических актов, саботажа и стихийных бедствий. Кроме того, политические волнения или военные действия в этом регионе могут ограничить способность Компании использовать некоторые из своих мощностей, такие как Батумский порт и нефтеналивной терминал, которые расположены за пределами Казахстана. Например, в 2008 году работа Батумского порта и нефтеналивного терминала была прервана на три месяца ввиду военных действий между Россией и Грузией в августе 2008 года. Из-за удаленности или иной недоступности производственных объектов Компании, Компания может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие акты или устранить ущерб, возникший в результате таких актов.

Наступление любого из вышеуказанных событий может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое состояние, денежные потоки или результаты хозяйственной деятельности Компании.

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

Производственные объекты Компании в основном находятся 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, цены на расходные материалы, расходы на энергоносители были особенно чувствительны к денежной инфляции в Казахстане в прошлом и, скорее всего, останутся чувствительными в будущем. В условиях низких цен на нефть Компания может оказаться не в состоянии значительно увеличить доходы, получаемые ею от продаж сырой нефти, продуктов переработки нефти и газа, для сохранения имеющейся операционной маржи, особенно это касается продаж сырой нефти и нефтепродуктов Компании на внутренних рынках. См. раздел «*Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Большая часть производственных объектов и операций Компании, а также существенная часть ее активов находятся и осуществляются в Казахстане, соответственно Компания в значительной степени зависит от сложившихся в Казахстане экономических и политических условий*».

Компания зависит от услуг третьих лиц.

Компания в значительной степени зависит от внешних подрядчиков при проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры Компании. Например, 85% работ по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче, разведке и транспортировке, осуществляемыми Компанией, проводятся внешними подрядчиками. Компания использует внешних подрядчиков во всех регионах Казахстана при выполнении таких серьезных работ, как капитальный ремонт и техническое обслуживание скважин, ремонт и техобслуживание оборудования, бурение, ремонт насосных агрегатов, 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.

Недостатки системы бухгалтерского учета и внутреннего контроля Компании могут оказать неблагоприятное воздействие на способность Компании обеспечить соблюдение требований МСФО к составлению финансовой отчетности.

В 2008 и 2009 годах Компания обнаружила и, возможно, будет обнаруживать в будущем элементы внутреннего контроля за составлением финансовой отчетности, которые нуждаются в улучшении.

В связи с аудитом Финансовой отчетности за 2009 год, компания «Ernst & Young» – независимый аудитор Компании – указала в своем отчете на существенные недостатки в системе внутреннего контроля Компании в отношении процесса закрытия финансовой отчетности Компании, в связи с чем она намеревается предложить несколько рекомендаций для усовершенствования системы внутреннего контроля Компании. В частности, Ernst & Young сообщила о выявлении недостатков в системе контроля над подготовкой финансовой отчетности Компании в соответствии с МСФО, а также недостаточность ресурсов у работников Компании, ответственных за составление финансовой отчетности согласно МСФО. В соответствии с применимыми международными стандартами аудита, существенным недостатком является такой недостаток, когда структура или функционирование одного или нескольких компонентов системы внутреннего контроля не снижают до приемлемо низкого уровня возможный риск возникновения искажений в результате ошибок или обмана, сумма которых может оказаться существенной в отношении проверяемой финансовой отчетности, а также риск отсутствия возможности их своевременного обнаружения работниками в рамках обычного исполнения ими своих служебных обязанностей или руководством в ходе обычной деятельности. Это приводит к возникновению повышенного риска того, что важнейшие связанные с бизнесом решения по составлению бюджета, планированию или иным вопросам, могут приниматься на основе неполной или неверной информации, а также что в отчетности перед руководством и Советом директоров и пресс-релизах могут содержаться существенные ошибки.

В то время как руководство Компании считает, что система ведения бухгалтерской отчетности и внутреннего контроля Компании является более продвинутой по сравнению с другими казахстанскими компаниями, работающими в данной отрасли, Компания не сократила до приемлемо низкого уровня риск возникновения существенных ошибок в своей консолидированной финансовой отчетности и риск их несвоевременного обнаружения Компанией в ходе обычной деятельности.

Несмотря на предпринимаемые Компанией меры по решению этих проблем, она может оказаться не в состоянии устранить вышеуказанные существенные недостатки или предотвратить возникновение существенных недостатков в будущем. Кроме того, темпы роста Компании за последние годы и ее стратегия по поддержанию такого роста могут оказать дополнительное давление на бухгалтерский персонал и создать дополнительные сложности для устранения Компанией выявленных существенных недостатков или их предотвращения в будущем. Если Компания не сможет устранить указанные существенные недостатки или предотвратить их появление в будущем, она может оказаться не в состоянии предотвратить или обнаружить существенные искажения в своей, составляемой в соответствии с МСФО, годовой или промежуточной консолидированной финансовой отчетности в будущем. Это может привести к задержкам в подготовке Компанией своевременной и достоверной промежуточной и годовой консолидированной финансовой отчетности, искажениям данных о результатах деятельности и потере доверия инвесторов к представляемой финансовой отчетности. Несмотря на эти недостатки, по мнению Компании, система финансовой отчетности Компании способна обеспечить соблюдение требований Регламента по раскрытию информации и прозрачности Комиссии Великобритании по листингу (UKLA) в качестве предприятия, зарегистрированного на фондовой бирже.

Государство, которому принадлежит косвенный контроль над Компанией, может принять решение об осуществлении Компанией или ее дочерней организацией, совместным предприятием или ассоциированной организацией деятельности, которая не соответствует интересам Держателей Облигаций, и может содействовать назначению или смещению членов руководства Компании.

Компания создана в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство, через Самрук-Казына, является 100% косвенным владельцем Компании и, соответственно, контролирует Компанию. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Государство 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, Государство может распорядиться о том, чтобы Компания и особенно ее транспортные дочерние организации, осуществляли косвенные субсидии на местном уровне через регулируемые внутренние транспортные тарифы по ставкам ниже рыночных. Кроме того, Компания может быть вынуждена по требованию Государства продавать газ по ценам ниже рыночных, осуществлять деятельность, не связанную с ее основной деятельностью, или приобретать активы не на коммерческой основе. Государство может также наложить на Компанию иные социальные обязательства, такие, например, как строительство социальной инфраструктуры и инфраструктуры отдыха, благотворительную деятельность и осуществление программ по развитию местной инфраструктуры.

Более того, Государство может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности руководителей Компании и ее дочерних организаций. К примеру, 29 мая 2008 года на должность Президента Компании был назначен г-н Серик Буркитбаев вместо занимавшего эту должность г-на Узакбая Карабалина, а 20 августа 2008 года г-на Серика Буркитбаева заменил г-н Каиргельды Кабылдин. Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что Государство не будет осуществлять дальнейших или частых изменений в структуре руководства Компании, что может мешать ее деятельности.

Государство требовало в прошлом и может потребовать в будущем осуществления Компанией поставок сырой нефти на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы по ценам, которые значительно ниже цен на международных рынках, в целях реализации государственных программ социального и экономического развития.

Государство требовало в прошлом и может потребовать в будущем, чтобы все нефтедобывающие предприятия Казахстана поставляли часть добываемой ими сырой нефти на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом, в сельскохозяйственном секторе. Кроме того, Государство, через Компанию и ее дочернюю организацию ТД КМГ, владеет более 50% доли участия в Атырауском НПЗ, который обязан обеспечить получение сырья для переработки по ежегодному открытому тендеру в соответствии с Едиными правилами осуществления государственных закупок для АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» и предприятий, 50 и более процентов голосующих акций (доли участия) которых прямо или косвенно принадлежит Самрук-Казына, от 18 ноября 2009 года (далее – **Правила С-К**). РД КМГ несет обязательство участвовать в таких тендерах до 2015 года. В соответствии с этими тендерами РД КМГ осуществляет поставку нефти на Атырауский НПЗ по ценам, значительно ниже цен, существующих на открытом рынке. См. раздел «*Акционерный капитал, Единственный акционер и сделки с заинтересованностью – Отношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании – Соглашения о поставках на Атырауский нефтеперерабатывающий завод*».

По мере роста объемов потребления нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке, Государство может обязать Компанию продавать все больше и больше своей продукции в целях реализации социальных проектов. В период с июня 2008 года по январь 2009 года Государство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. См. раздел «*Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Компания подвержена риску вмешательства со стороны Государства*». Если Компания будет осуществлять поставки сырой нефти и производство нефтепродуктов в соответствии с обязательной социальной политикой или с требованиями государства, или в случае применения к ней запрета на экспорт, уровень дохода от осуществляемых в таких условиях продаж будет значительно ниже дохода от продажи сырой нефти и нефтепродуктов на внешних рынках по существующим ценам, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Деятельность дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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 приостановления или расторжения Контракта о недропользовании в случае неисполнения держателем лицензии или стороной Соглашения своих обязательств, предусмотренных таким Контрактом на недропользование, или в случае несвоевременной уплаты сборов и налогов на недропользование, непредоставления запрашиваемой геологической информации или несоблюдения иных требований по предоставлению отчетности. Детальное обсуждение роли государственных лицензий и контрактов в секторе добычи и разведки в Казахстане см. в разделе *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Контракты на недропользование»*.

Кроме того, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании имеют обязательства по разработке месторождений в соответствии с конкретными требованиями соответствующих Контрактов на недропользование, программ разработки месторождений, законов и нормативно-правовых актов. В случае неисполнения ими таких обязательств в отношении какого-либо определенного месторождения, Контракт на недропользование по такому месторождению может быть приостановлен, отменен или расторгнут.

В настоящее время Парламент рассматривает проект нового Закона о недропользовании взамен существующего закона, который планируется принять в апреле 2010 года. Этот проект еще более усиливает государственный контроль в секторе природных ресурсов, включая добычу нефти и газа.

Государственные органы в Казахстане вправе проверять и периодически проверяют соблюдение Компанией положений Контрактов на недропользование и соответствующих законов. Компания не может дать никаких гарантий того, что мнение государственных органов в отношении разработки месторождений Компанией или соблюдения условий соответствующего Контракта на недропользование будут совпадать с мнением Компании, а это может привести к возникновению неразрешимых разногласий. Приостановление, отмена или расторжение какого-либо Контракта Компании о недропользовании, 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 деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и 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 методологии.

Существует множество неопределенностей, характерных для осуществления оценки объема запасов и прогнозирования будущих объемов добычи, включая многие факторы, не зависящие от Компании. Оценка объема запасов представляет собой субъективный процесс, и оценки различных экспертов часто существенно отличаются. Кроме того, результаты бурения, испытаний и добычи после проведения оценки могут привести к пересмотру такой оценки. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от фактически добытых объемов сырой нефти и природного газа и, соответственно, 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 методологией инженерно-техническими специалистами Компании. Данные по запасам, использованные для расчета консолидированных расходов Компании на износ, истощение и амортизацию для целей финансовой отчетности взяты из отчетов, подготовленных с использованием PRMS, включая отчет GCA по запасам РД КМГ. Оценки, полученные с использованием казахстанской методологии, могут существенно отличаться от оценок, полученных с использованием PRMS, стандартов SEC и других

международных стандартов. См. раздел *«Представление финансовой информации, информации по запасам и другой определенной информации – Определенная информация по запасам»*.

В частности, поскольку данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, получены на основе казахстанской методологии, а не PRMS или стандартов SEC, такие данные по международным стандартам могут оказаться значительно выше извлекаемых запасов Компании. В любом случае данные по запасам являются только оценками и не должны толковаться как отражающие точные данные по объемам. Эти оценки сделаны на основе данных по добыче, ценам, расходам, правам собственности, геологическим и инженерно-техническим данным и иной информации, собранной дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, которые допускают, среди прочего, что результаты разработки нефтяных и газовых месторождений Компании и конкурентоспособность нефти и газа Компании в будущем будут подобными результатам разработок 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. Потенциальным инвесторам не следует полагаться на заявления прогнозного характера, содержащиеся в настоящем Проспекте 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 деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании. См. разделы *«Определенная информация по запасам»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

Компания может оказаться не в состоянии выполнить свою стратегическую цель по увеличению общего уровня добычи.

В настоящее время 30,9% запасов Компании, которые представлены добывающими предприятиями РД КМГ АО «УзеньМунайГаз» (далее – УМГ) и АО «ЭмбаМунайГаз» (далее – ЭМГ), расположенными в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на довольно зрелых месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается. Компания намерена довести добычу до определенного уровня с помощью различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение и освоение новых скважин, капитального ремонта скважин и технологий стимуляции скважин и интенсификации притока. Компания также намерена увеличить общий уровень добычи с помощью новых обнаружений в долгосрочной перспективе и приобретению новых добывающих нефтяных и газовых месторождений как в Казахстане, так и за рубежом. Вместе с тем, Компания не может предоставить никаких гарантий того, что Компания сможет достичь указанных стратегических целей, или что отсутствие успеха в их достижении может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Доходы Компании от транспортировки природного газа в значительной степени зависят от объемов природного газа, транспортируемых Газпромом, которые, в свою очередь, зависят от мирового спроса на природный газ.

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 компании «Газпром» (российская государственная нефтегазовая компания), которая является ее единственным крупнейшим клиентом и на долю которой пришлось 90% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа в 2009 году. Хотя Компания планировала сократить зависимость от Газпрома с помощью определенных договоренностей на транспортировку за фиксированную плату, вне зависимости от объема отгруженной продукции (принцип «отгрузи или

плати») между ИЦА и Газпромом, действие текущих контрактов ИЦА с Газпромом, включающих такие положения, истекает в 2010 году. Несмотря на ожидание, что действие этих контрактов будет продлено до конца этого года, в настоящее время Компания и Газпром ведут по ним переговоры, и Компания не может дать никаких гарантий того, что новые условия контрактов будет такими же, как и условия, предусмотренные действовавшими ранее контрактами.

Требования Газпрома 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. Факторы, влияющие на потребление природного газа в этих странах, в том числе погодные (в зимние месяцы спрос возрастает), использования 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 на природный газ.

Мировые цены на природный газ, как правило, связаны с мировыми ценами на нефтепродукты. Мировые цены на нефть подвергаются большим колебаниям в ответ на изменения ряда факторов, которые не зависят от Компании, и которые включают такие факторы, как, экономические и политические условия в нефтедобывающих регионах, особенно на Ближнем Востоке; спрос и предложение на нефтепродукты на мировом и региональном уровнях, а также ожидания, связанные с будущим спросом и предложением; способность стран-участниц ОПЕК и других нефтедобывающих стран согласовывать и поддерживать определенный уровень мировой добычи нефти; иные меры, предпринимаемые крупнейшими нефтедобывающими странами или крупнейшими потребителями нефти, по увеличению или снижению спроса и предложения на нефть; цены и наличие альтернативных видов топлива; глобальные экономические и политические условия; цены и наличие новых технологий; а также погодные условия. Например, разногласие между Россией и Туркменистаном относительно цен на покупку газа и других условий, в результате чего Россия ограничила объем газа, импортируемого из Туркменистана в Россию, оказало неблагоприятное воздействие на объем транспортировки газа в 2009 году. Снижение мировых цен на нефтепродукты, изменение мирового спроса на природный газ или спроса на природный газ со стороны Газпрома или в договоренностях Газпрома с поставщиками в Туркменистане, Узбекистане и Казахстане или в условиях контрактов между ИЦА и Газпромом может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

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

Тарифы Компании на транспортировку нефти и, в меньшей степени, на транспортировку природного газа, подлежат регулированию и утверждению Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (далее – **Антимонопольное агентство**). КТО, которая в Казахстане классифицируется как естественная монополия, применяет к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям Компании и другим поставщикам фиксированные тарифы за прокачку по ее трубопроводным системам. После утверждения, тарифы продолжают действовать с предоставлением Компании права обращаться в Антимонопольное агентство с запросом о пересмотре и изменении таких тарифов. Антимонопольное агентство также имеет право инициировать пересмотр тарифов на транспортировку. Тарифы на транспортировку, применяемые КТО на внутреннем рынке, в значительной степени обусловлены социальными и политическими соображениями и исторически удерживались на искусственно низком уровне. Компания не может дать никаких гарантий того, что какие-либо действия Антимонопольного агентства при определении тарифов на транспортировку нефти и газа на уровне ниже рыночного не окажут существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Компания участвует в нескольких своих основных производственных объектах через совместно контролируемые предприятия, в которых она не имеет контрольной доли участия.

Компания напрямую или через свои дочерние организации участвует в нескольких совместно контролируемых предприятиях, на долю которых приходится существенная часть текущих и

будущих доходов Компании, таких как ТШО, «КазРосГаз», КСКП и Казгермунай, а с ноября 2009 года и ММГ. Компания может в будущем заключать соглашения о создании новых совместно контролируемых 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 интересы Компании, или воздерживались от осуществления действий, которые могли бы неблагоприятным образом сказаться на интересах Компании.

В соответствии с решением Кутаисского городского суда от 16 марта 2009 года Компания утратила контроль над своей дочерней организацией «КТГ Тбилиси» в результате ее передачи в особое управление Национальной Комиссии по регулированию энергетики и водных ресурсов Грузии. В результате, Компания утратила право определять финансовую и хозяйственную деятельность КТГ Тбилиси, утратив при этом контроль над этой дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с таким контролем. Консолидация КТГ Тбилиси прекращена с 16 марта 2009 года, т.е. в дату утраты контроля.

В последние годы, Компания стала участницей нескольких крупных совместно контролируемых предприятий либо осуществляла инвестиции совместно с китайскими предприятиями, контролируемые государством, в процессе расширения Китаем своего присутствия в нефтегазовой отрасли Казахстана. Кроме того, китайские предприятия, подконтрольные государству, также предоставляли финансирование или гарантировали финансирование, необходимое для определенных проектов. Такие совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации включают, среди прочих, (i) ПКИ, нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит CNPC, (ii) CCEL, совместное предприятие с СІТІС, (iii) КРС, совместно контролируемое предприятие с CNODC, которое было учреждено для строительства и эксплуатации нефтепровода Казахстан-Китай, (iv) Азиатский газопровод, совместно контролируемое предприятие с CNPC для строительства газового трубопровода Туркменистан-Китай через Казахстан, по которому транспортируется газ из других Центрально-азиатских республик в крупные густонаселенные центры Южного Казахстана и в Китай, (v) ММГ, нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности компании «MIBV», которая является совместным предприятием с CNPC E&D, где каждому участнику принадлежит 50% доли участия и (vi) МунайГас, являющейся оператором трубопровода Кенкияк-Атырау, в которой CNPC E&D владеет 49% доли участия. Китайские предприятия, будь то частные или государственные, имеют значительный контроль над этими проектами. Хотя отношения между Компанией и китайскими партнерами в настоящее время сильны и Руководство Компании не предвидит никаких ухудшений в своих отношениях с китайскими партнерами, Компания не может быть уверена в том, что отношения сохраняться на таком уровне и в будущем. Кроме того, Закон о национальной безопасности Республики Казахстан 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 могут негативно повлиять на эти различные совместно контролируемые предприятия и соответственно на деятельность Компании.

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 деятельности.

Производственная деятельность Компании подвержена экологическим рискам, характерным для операций по разведке, добыче, транспортировке и переработке нефти и газа. Имеется ряд вопросов по охране окружающей среды, связанных с имеющимися и прошлыми объектами, возникшими в результате деятельности дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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 потенциального объема работ по очистке достаточно сложно оценить, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, как и большинство других нефтегазовых компаний в Содружестве независимых государств (далее – СНГ), 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 поломок трубопроводов. Временные резервуары 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 резервуарах, которые находятся в этих областях, хранится от 3,7 до 7,3 млн. баррелей отходов добычи нефти, 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 кв. км.

Законодательная база, связанная с вопросами защиты окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности, в Казахстане продолжает развиваться. 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. Соблюдение природоохранных требований требует от Компании принятия определенных мер, связанные с хранением, обращением, транспортировкой, переработкой или утилизацией опасных материалов и отходов, а также устранением загрязнения, что может повлечь значительные затраты для Компании.

В августе 2008 года налоговые органы подали иск против компании «Казгермунай» за якобы имевшее место нарушение обязательств относительно чрезмерного сжигания газа на факелах в период с 1 января 2007 года до 30 июня 2008 года. В 2009 году Казгермунай заплатил 94 млн. долларов США во избежание дальнейшего исполнения по указанному иску. Казгермунай в настоящее время находится в процессе подачи апелляционной жалобы в Верховный суд. Не может быть гарантий, что Казгермунай добьется успеха в этом апелляционном процессе и что против него не будет подаваться подобных исков в будущем, сумма которых может быть существенной. .

В феврале 2009 года Правительство ратифицировало Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (далее – **Киотский протокол**). Ратификация Киотского протокола, который направлен на ограничение или предотвращение выбросов парникового газа, включая углекислый газ, окажет влияние на регулирование в сфере охраны окружающей среды в Казахстане. Последствия ратификации Киотского протокола в других странах еще неясны, соответственно размер потенциальных расходов, связанных с соблюдением положений Киотского протокола, неизвестен. Тем не менее, одним из возможных последствий будет увеличение расходов на электроэнергию и транспортных расходов, ограничение атмосферных выбросов, применение дополнительных платежей за атмосферные выбросы сверх допустимых уровней, а также увеличение расходов на мониторинг, предоставление отчетности и финансовую отчетность. Увеличение таких расходов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Затраты на соблюдение природоохранных требований в будущем и обязательства, которые могут возникнуть 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 какой-либо дочерней организации, совместного предприятия или ассоциированной организации Компании со стороны экологических органов, включая возможное временное прекращение или отзыв одной или нескольких лицензий на недропользование, 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 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, либо деятельность Компании может быть временно или полностью прекращена. Более того, Компания также не может быть уверенной в том, что размер ее обязательств, связанных с нарушением природоохранных требований, не увеличится в результате недавних и будущих приобретений, включая Батумский порт и нефтеналивной терминал, Шымкентский НПЗ, НПЗ Петромидиа и Павлодарский НПЗ. 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 деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Нефть, добываемая на некоторых месторождениях Компании, имеет высокое содержание серы, которая производится в больших объемах в качестве побочного продукта, и которая требует обращения с учетом экологических факторов.

Нефть на некоторых месторождениях 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, на 31 декабря 2009 года объемы хранящейся в форме блоков элементарной серы составили 6,9 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 представители Министерства охраны окружающей среды (далее – **МООС**), МЭМР, а также Министерства здравоохранения и Министерства по чрезвычайным ситуациям. Результаты данного исследования были представлены на открытом слушании в г. Атырау и получили экспертную оценку МООС. 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 начало реализацию серы третьим лицам в целях сокращения объемов серы, которую требуется хранить, и соответственного снижения риска применения связанных с хранением серы штрафов в будущем. В 2009 году ТШО реализовало 2,2 млн. тонн серы третьим лицам и предполагает реализовать 2,6 млн. тонн в 2010 году. В отношении ТШО были начислены штрафы в размере 307 млн. долларов США в 2007 году (которые были уплачены ТШО) и 307 млн. долларов США в 2008 году (которые не были уплачены ТШО) за якобы имевшие место нарушения природоохранных требований, связанных с хранением серы. В 2009 году Правительство и ТШО заключили меморандум о взаимопонимании, согласно которому (i) процессы, касающиеся начисления штрафов в 2007 и 2008 годах, будут прекращены (после официального постановления Правительства, принятие которого ожидается к концу апреля 2010 года); (ii) ТШО будет полностью возмещена сумма административного штрафа в размере 307 млн. долларов США, уплаченного ТШО в 2007 году, посредством зачета в счет обязательств ТШО по роялти, а административный штраф в размере 307 млн. долларов США в отношении 2008 года, будет отменен; и (iii) ТШО построит соответствующие объекты для хранения серы и примет на себя определенные другие социальные программы. Тем не менее, Компания не может дать никаких гарантий того, что подобные штрафные санкции не будут применяться к ТШО в будущем, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. См. разделы «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 деятельности» и «Деятельность – Судебные процессы».

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, а также от способности ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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, а также на завершение капитального ремонта скважин, отразятся на прибыли Компании. В силу технических сложностей, возникающих на Каспийском шельфе, в регионе имеется лишь несколько поставщиков услуг, которые имеют соответствующее оборудование для бурения на море. Работающие в регионе нефтяные операторы в настоящее время заключают долгосрочные договора аренды 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 буровые работы вследствие различных факторов, включая непредвиденные условия бурения, давления или неоднородности геологических пластов, 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, в рамках программы Компании по разведке нефти и газа некоторые скважины могут оказаться непродуктивными, или эксплуатация некоторых скважин может оказаться экономически нецелесообразной. В частности, начало коммерческой добычи на месторождении Кашаган, которая первоначально планировалась на начало 2005 года, теперь прогнозируется на четвертый квартал 2012 года. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП – Месторождение Кашаган»*. Компания не может быть уверена, что не возникнет дальнейших отсрочек. Заканчивание скважины не является гарантией доходности инвестиций или возмещения затрат на бурение, заканчивание или эксплуатацию скважин. Кроме того, осложнения в процессе бурения или экологический ущерб могут привести к существенному росту эксплуатационных затрат, а различные условия эксплуатации месторождений могут неблагоприятно отразиться на производительности продуктивных скважин. Наступление любого из вышеперечисленных событий может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Производственная деятельность Компании также подвержена рискам, связанным с возможными стихийными бедствиями, пожарами, взрывами, нерегулируемыми выбросами, встречающимися пластами 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 организаций, совместных предприятий или ассоциированных организаций Компании.

Любые из вышеперечисленных факторов опасности и рисков, связанных с бурением, добычей и разведкой, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на 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 организациям и аффилированным лицам. Эта программа страхования покрывает ответственность перед третьими лицами за нанесение экологического ущерба, имущественные риски и риски, связанные с прерыванием деятельности, в отношении производственных активов, скважин с неконтролируемым выбросом, 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, Компания не осуществляет страхование экологического ущерба в результате собственной деятельности, саботажа или террористических актов. 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.

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 в последнее время существенно расширила свои операции через приобретение участия в различных компаниях и планирует продолжать такое расширение в будущем. Последними наиболее существенными приобретениями Компании являются покупка 50% доли участия в осуществляющих разведку и добычу активах ММГ в ноябре 2009 года, 100% доли участия в Павлодарском НПЗ вместе с 58% доли участия в лицензиях на эксплуатацию Павлодарского НПЗ в августе 2009 года; 75% доли участия в компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 года, которое впоследствии было увеличено до 100% в июне 2009 года; и 100% доли участия в компаниях «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited», которые являются собственниками и операторами Батумского порта и нефтеналивного терминала, в феврале 2008 года. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности - Приобретения».

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, может быть затруднено осуществление внутреннего контроля, в том числе контроля за денежными потоками и расходами. Неспособность эффективно интегрировать предприятия, которые были приобретены в прошлом или приобретение которых планируется в будущем, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. Более того, даже если Компания сможет эффективно интегрировать вновь приобретенные предприятия, ожидаемые от объединения результаты и сокращение расходов и издержек могут на самом деле не произойти, и, соответственно, фактическая норма прибыли может оказаться ниже ожидаемой.

В частности, хотя Компания считает, что интеграция предприятий Ромпетрол с существующими предприятиями Компании проходит до сегодняшнего дня удовлетворительно, не может быть никаких гарантий, что какие-либо значительные трудности не возникнут в будущем, либо что не потребуются крупные дополнительные вложения сверх тех, что уже понесены в связи с интеграцией, а также что в ее результате будет получена предполагаемая экономия либо иные преимущества от приобретения. 24 июня 2009 года Компания реализовала опцион с правом продажи и покупки в отношении Ромпетрол (далее – **Опцион Ромпетрол**) на оставшиеся 25% выпущенного и неоплаченного акционерного капитала Ромпетрол, прежде принадлежавшие г-ну Дину Патрициу.

См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности - Приобретения». В рамках сделки г-н Патрициу оставил должность главного исполнительного директора в июне 2009 года и вышел из состава правления Ромпетрол в феврале 2010 года. Компания предполагает и другие изменения в составе руководства Ромпетрол в будущем. Компания не сможет эффективно управлять процессом собственного роста и расширения деятельности, если она будет не в состоянии нанять достаточное число квалифицированных менеджеров. Кроме того, возможно существуют и другие проблемы, связанные с процессом интеграции Ромпетрол, пока еще неизвестные Компании.

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 основывалась зарегистрированная стоимость определенных активов.

По состоянию на 31 декабря 2009 года гудвилл Компании составлял 199 млрд. тенге, включая 162,1 млрд. тенге в связи с приобретением Павлодарского НПЗ. 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 провела тесты на обесценение в отношении балансовой стоимости гудвилла по состоянию на 31 декабря 2008 и 2009 годов и зарегистрировала обесценение в сумме 1,3 млрд. тенге и 23,6 млрд. тенге, соответственно. Обесценение гудвилла в 2008 и 2009 годах в принципе отражает списание гудвилла, относящееся к приобретению Батумского порта и нефтеналивного терминала, в то время как обесценение в 2008 году также отражало приобретение Компанией Ромпетрол.

При проведении тестов на обесценение от Компании требуется произвести оценку экономических выгод от использования соответствующих единиц, генерирующих денежные потоки, к которым относится гудвилл. Оценка экономических выгод от использования требует от Компании осуществить оценку денежных потоков, ожидаемых в будущем от генерирующей денежные потоки единицы, а также выбрать приемлемую ставку дисконтирования для расчета текущей стоимости таких денежных потоков. Соответственно, действительные денежные потоки и стоимости могут в значительной степени отличаться от прогнозируемых на будущее денежных потоков и соответствующих стоимостей, 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 был проведен тест 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 потоки. В таком случае может потребоваться снизить текущую балансовую стоимость гудвилла. Любое такое снижение может существенным образом повлиять на стоимость активов, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Не может быть никаких гарантий относительно отсутствия какого-либо существенного обесценения в будущих периодах.

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

В Компании наблюдаются высокие темпы роста и развития деятельности за относительно короткий период времени, при этом Компания ожидает, что в будущем расширение ее деятельности будет продолжаться за счет внутреннего роста. Для управления таким ростом Компании потребуется, среди прочего, строгий контроль за 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 предоставляемых Компанией услуг. Неспособность успешно управлять ростом и развитием, в том числе путем привлечения квалифицированного и опытного руководящего персонала, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на общую деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности

Компании.

Финансовые результаты Ромпетрол в 2009 и 2008 годах были отрицательными и негативно отразились на результатах операций по переработке и сбыту нефти, причем данная ситуация может иметь место и в будущем.

Ромпетрол отчитался о чистых убытках на сумму в 161,8 млн. долларов США и 296 млн. долларов США в 2009 и 2008 годах, соответственно. Неудовлетворительные итоги Ромпетрол в 2008 и 2009 годах усугубились мировым экономическим кризисом, что привело к значительному снижению цен на переработанные (нефте)продукты и оказывает огромное давление на показатели прибыли. Кроме того, Ромпетрол заявляет об отрицательном акционерном капитале и отрицательном оборотном капитале по состоянию на 31 декабря 2009 года. Хотя Компания и руководство Ромпетрол полагают, что эти проблемы в большей степени удалось решить посредством рефинансирования задолженности Ромпетрол, а также с помощью проектов по сокращению расходов и увеличению эффективности производства, Компания не может быть уверена в том, что Ромпетрол не будет продолжать нести убытки в 2010 и последующие годы, что также будет оказывать негативное влияние на результаты деятельности Компании.

Ромпетрол может подвергнуться административным штрафам в связи с якобы имевшими место действиями ряда ее должностных лиц и директоров.

7 сентября 2006 года Департамент расследований организованной преступности и терроризма возбудил уголовное производство в отношении бывшего председателя правления и исполнительного директора, который также являлся бывшим миноритарным акционером Ромпетрол, г-на Дину Патрициу, а также г-на Александру Букса, а также 10 других лиц, являющихся, либо являвшихся в свое время, должностными лицами различных государственных органов Румынии, лицензированными брокерами, трейдерами ценных бумаг либо бизнесменами в Румынии. В рамках судопроизводства предъявляется целый ряд обвинений, в том числе в хищении, отмывании денег, злоупотреблении служебным положением и махинациях на фондовых рынках. По результатам уголовного расследования возможно предъявление других обвинений.

В соответствии с судебным приказом от 26 марта 2007 года, Министерство государственных финансов Румынии вступило в судебный процесс в качестве гражданского лица, а Ромпетрол был привлечен к уголовному разбирательству в качестве стороны с потенциальной гражданской (административной), но не уголовной ответственностью, что означает, что если прокурор сможет добиться обвинения подсудимых в уголовном процессе, Ромпетрол может быть признан несущим солидарную ответственность совместно с подсудимыми по уголовному процессу в отношении возмещения финансового ущерба, нанесенного государственному бюджету Румынии. Хотя г-н Патрициу оставил должность Главного исполнительного директора Ромпетрол в июне 2009 года и вышел из правления Ромпетрол в феврале 2010 года, Ромпетрол продолжает участвовать в этом процессе. По оценкам Компании, с Ромпетрол может быть взыскан ущерб на сумму в размере 88 млн. долларов США, не включая проценты и штрафы.

На дату составления настоящего Базового проспекта, рассматривающий данное дело суд все еще не вынес решения и ожидается, что судебное дело и расследование будут продвигаться медленно. Если к Ромпетрол в административном порядке будут применены штрафы, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Ромпетрол.

Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа.

До приобретения Компанией Ромпетрол, компания «Rompetroл Rafinare» выпустила конвертируемые долговые обязательства на сумму 570,3 млн. евро (101 млрд. тенге), приобретенные правительством Румынии (далее – **Конвертируемые облигации Ромпетрол**). Платежи по

Конвертируемым облигациям Ромпетрол могут осуществляться в денежной форме или акциями «Rompetro Rafinare», а срок погашения по ним наступает 30 сентября 2010 года. Если в дату наступления срока погашения Конвертируемые облигации Ромпетрол будут конвертированы в акции, Ромпетрол потеряет контроль над компанией «Rompetro Rafinare» и НПЗ Петромидиа. Хотя в 2004 году совет директоров Ромпетрол занял позицию, что погашение Конвертируемых облигаций Ромпетрол будет осуществляться исключительно акциями, Руководство Компании с тех пор неоднократно выражало намерение осуществить погашение Конвертируемых облигаций Ромпетрол частично акциями и частично в денежной форме с тем, чтобы Ромпетрол сохранил контроль над компанией «Rompetro Rafinare» и НПЗ Петромидиа. Особенно потому, что погашение Конвертируемых облигаций Ромпетрол в порядке, который бы позволил Ромпетрол сохранить контроль над компанией «Rompetro Rafinare» и НПЗ Петромидиа, потребует оплаты хотя бы части Конвертируемых облигаций Ромпетрол в денежной форме, Компания не может дать никаких гарантий того, что погашение Конвертируемых облигаций Ромпетрол будет осуществлено таким образом, что Компания сохранит контроль над компанией «Rompetro Rafinare» и НПЗ Петромидиа. См. раздел «Обсуждение и анализ руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения». Если Компания утратит контроль над компанией «Rompetro Rafinare» и НПЗ Петромидиа, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан

Компания подвержена воздействию характерных для Казахстана рисков, включая, без ограничений, обесценивание местной валюты, гражданские беспорядки, изменения правил валютного регулирования или отсутствие свободно конвертируемой валюты, изменения 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. Наступление любого из вышеуказанных факторов или факторов, описанных ниже, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на 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 в последнее время происходили на международных и внутренних фондовых рынках привели к падению ликвидности и возросшему риску 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 эти изменения и сокращение доступных кредитных средств или возросшей стоимости финансирования, что приведет 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, все факторы, которые влияют на уровень доверия инвесторов, включая снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка в ситуацию на рынке, что также может повлиять на стоимость и доступность финансирования для предприятий, работающих в условиях таких рынков.

Инвесторы, осуществляющие инвестирование в такие страны с развивающейся экономикой, как Казахстан, должны учитывать, что эти страны подвержены более высоким рискам из-за недостаточно высокой степени развития рынков в таких странах, в том числе, в отдельных случаях, из-за существенных законодательных, экономических и политических рисков. 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 с особой тщательностью подходить к 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, при этом потенциальным инвесторам настоятельно рекомендуется обратиться за консультацией к своим юридическим и финансовым консультантам до принятия какого-либо решения об осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации.

Как показывают события, имевшие место в прошлом, 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, в такие периоды компании, работающие в странах с развивающейся рыночной экономикой, могут столкнуться с серьезными проблемами ликвидности из-за отсутствия доступа к иностранным источникам финансирования. Следовательно, несмотря на некоторую относительную стабильность казахстанской экономики, финансовые кризисы в любых странах с развивающейся рыночной экономикой, особенно в странах СНГ или в странах Центрально-азиатского региона, в которых в последнее время наблюдалась значительная политическая нестабильность (в том числе терроризм), могут существенно подорвать деятельность Компании, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Большинство операций и существенная часть активов Компании осуществляется и 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 Советского Союза. Начиная с этого времени, в Казахстане происходили существенные изменения, в том числе переход от централизованной командной экономики к рыночной экономике. Первоначальный переход осуществлялся в условиях политической нестабильности и напряженности, а переживавшая на тот момент кризис экономика характеризовалась высокой инфляцией, нестабильной местной валютой и быстрой, но не окончательными изменениями законодательной базы.

С 1992 года в Казахстане последовательно осуществляется программа экономических реформ, целью которой является создание свободной рыночной экономики путем приватизации государственных предприятий и отмены регулирования цен, что является шагом вперед в развитии по сравнению с некоторыми другими бывшими Советскими Республиками. Тем не менее, как и в любой стране с переходной экономикой не могут быть предоставлены никакие гарантии того, что такие реформы, а также другие реформы, описанные в других разделах настоящего Базового проспекта, будут продолжены или что в результате таких реформ будут достигнуты все или какие-либо из поставленных целей.

Доступ Казахстана к мировым рынкам в связи с экспортом различной продукции, в том числе нефти, природного газа, стали, меди, ферросплавов, железной руды, алюминия, угля, свинца, цинка и пшеницы, осуществляется через соседние государства, что ставит Казахстан в зависимость от них. Соответственно, экспортные возможности Казахстана зависят от сохранения хороших отношений с соседними странами. Любое значительное ограничение доступа к таким экспортным маршрутам может оказать негативное влияние на экономику Казахстана. Более того, неблагоприятные экономические показатели региональных рынков могут оказать негативное влияние на казахстанскую экономику.

С момента прекращения существования Советского Союза многие бывшие Советские

Республики переживали периоды политической нестабильности, общественных беспорядков, военных действий, изменений составов правительств под общественным давлением, а также акты насилия. В мае 2007 года были внесены поправки в Конституцию, согласно которым было введено понятие «первый президент» (т.е. действующий президент), которому предоставляется ряд привилегий и который может переизбираться на должность президента неограниченное количество раз. Аналитики по Казахстану считают, что внутривнутриполитическая борьба ведется между потенциальными преемниками Президента Назарбаева, ставшего первым Президентом Казахстана с момента обретения независимости в 1991 году и занимавшего до этого должность Председателя Верховного совета, начиная с 1990 года, и выражают обеспокоенность в отношении возможной передачи власти внутри династии. Так как на настоящий момент нет явного преемника, этот вопрос является потенциальным источником нестабильности в Казахстане. Кроме того, если политические взгляды следующего избранного президента будут существенно отличаться от взглядов действующего президента, экономический режим в Казахстане может измениться. По результатам парламентских выборов в 2007 году, партия Нур-Отан, возглавляемая Президентом Н.Назарбаевым, стала единственной партией, представленной в Мажилисе, нижней палате Парламента. Изменения в режиме регулирования имущества, налогообложения, либо иные изменения могут оказать негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

В соответствии с данными Национального агентства Республики Казахстан по статистике реальный ВВП продолжал расти после принятия политики плавающего курса обмена в апреле 1999 года, с ростом на 13,5% в 2001 году, 9,8% в 2002 году, 9,2% в 2003 году, 9,4% в 2004 году, 9,4% в 2005 году, 10,7% в 2006 году, 8,9% в 2007 году.. Темпы роста ВВП, однако, замедлились и составили 3,2% в 2008 году, а в 2009 году ВВП сократился на 2%.

Казахстан в настоящее время испытывает общий экономический спад, который привел и может продолжать усугублять высокий уровень безработицы, сокращение размеров доходов компаний, рост числа неплатежеспособных компаний, рост числа неплательщиков среди частных лиц и повышение процентных ставок. Это, в свою очередь, приводит к снижению способности заемщиков погашать займы, дальнейшему падению цен на жилую и коммерческую недвижимость и другие активы, что снижает стоимость залогового обеспечения по многим банковским займам, приводит к росту числа списанных долгов и негативно отражается на способности и готовности компаний и частных лиц размещать депозиты во внутренних банках.

Факторы за пределами Казахстана также оказали влияние на казахстанскую экономику, особенно в финансовом и банковском секторах. Например, в феврале 2009 года S&P снизило кредитные рейтинги пяти крупнейших казахстанских коммерческих банков, а Moody's снизило рейтинги финансовой устойчивости шести банков. Рейтинговые агентства заявили, что снижение рейтингов стало следствием негативного влияния глобального экономического кризиса на казахстанскую экономику и казахстанские финансовые учреждения и особенно на качество активов и проблемы ликвидности, а также неспособность казахстанских банков рефинансировать огромные иностранные заимствования, главным образом, в результате недавней девальвации Тенге, проведенной в феврале 2009 года. Несколько казахстанских коммерческих банков испытали трудности с рефинансированием своей международной задолженности по мере наступления сроков ее погашения, и, как следствие, прибегли к краткосрочному финансированию в НБК и значительным образом сократили выдачу новых займов. В соответствии с условиями законодательства в области финансовой стабильности, принятого в феврале 2009 года, Правительством была предпринята национализация двух крупнейших казахстанских банков – БТА Банк и Альянс Банк – в результате принятия нового законодательства в области финансовой стабильности. Пока неясно, какое влияние это окажет на перспективы казахстанских банков и их клиентов, в том числе Компании. См. Раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью компании – Серьезные финансовые трудности, испытываемые рядом крупных казахстанских банков могут привести к потере значительных сумм депозитов Компании, размещенных в таких банках»*. Сектор жилищного и гражданского строительства и предприятия малого и среднего бизнеса пострадали в большей степени, в том время как крупные компании, компании, занятые недропользованием, и государственные компании продолжают иметь доступ к оффшорному финансированию, хотя и в

более ограниченном объеме и на менее благоприятных условиях.

Снижение суверенного рейтинга и проблемы с ликвидностью в казахстанской экономике могут негативно отразиться на экономическом развитии страны, что, в свою очередь, может оказать негативное влияние на перспективы развития, деятельность, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Хотя агентство S&P повысило суверенный рейтинг Казахстана с негативного на стабильный в мае 2009 года, 7 июля 2009 года, S&P снизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании на ВВ+ (прогноз стабильный) в свете влияния, которое оказывает на Компанию негативная ситуация в неблагоприятном банковском секторе Казахстана, несмотря на ожидания S&P в отношении продолжающейся серьезной поддержки со стороны Правительства. 7 июля 2009 года, Moody's подтвердило кредитный рейтинг Компании как Вaa2 (прогноз негативный). Moody's снизило рейтинг с Вaa1 (прогноз стабильный), имевшийся на 13 мая 2009 года, по причине снижения рейтинга казахстанской национальной валюты агентством Moody's. 16 декабря 2009 года агентство Fitch повысило кредитный рейтинг Компании до ВВВ- (прогноз стабильный), который был понижен Fitch с ВВВ- (прогноз негативный) в феврале 2009 года. 5 апреля 2010 года Moody's изменило свой прогноз по суверенному рейтингу Казахстана с негативного на стабильный на основании анализа доказательств того, что экономический спад оказался менее серьезным, чем ожидалось, и что Правительство выйдет из серьезного банковского кризиса в Казахстане относительно невредимым. Тем не менее, в пресс-релизе от 7 апреля 2010 года Moody's объявило о своем заключении оставить текущие рейтинги и негативные прогнозы Компании и ее дочерних организаций без изменений, несмотря на недавнее изменение прогноза по суверенному рейтингу Казахстана с негативного на стабильный до тех пор, пока не будет произведен дальнейший анализ ослабленного финансового положения Компании с учетом продолжающихся допущений относительно высокого уровня государственной поддержки.

В последние годы в Казахстане имеет место относительно высокий уровень инфляции. По данным НБК уровень инфляции составил 9,5% и 6,2%, соответственно, в 2007, 2008 и 2009 годах. Более того, по оценкам МВФ, ожидается, что уровень инфляции составит 7,5% в 2010 году. Рост инфляции в 2008 и 2009 годах, главным образом, был обусловлен ростом цен на продовольствие и нефть с России и Украине (из которых Казахстан импортирует значительную часть продовольственных продуктов), а также общим ростом цен и значительным ростом номинальной заработной платы и социальных выплат. Компания не может дать быть никаких гарантий, что Правительство и НБК будут в состоянии контролировать инфляционное давление, и что тенденция роста инфляции, имевшая место в 2008 и 2009 годах и ожидаемая в 2010 году, не продолжится в будущем. Соответственно, Компания не может предоставить никаких гарантий, что какие-либо изменения в темпах инфляции не окажут существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Кроме того, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в большинстве регионов являются крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. Хотя 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 влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В августе 2009 года Казахстан принял новый закон о валютном регулировании, который может оказать влияние на сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте.

В июле 2009 года Президент Казахстана подписал закон о внесении изменений и дополнений в законодательные акты о валютном регулировании в Казахстане, который вступил в действие 10 августа 2009 года. Указанные изменения и дополнения в значительной мере повторяют изменения и дополнения, предложенные Правительством в июне 2009 года.

В соответствии с внесенными изменениями и дополнениями, Президенту Казахстана предоставлены полномочия 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 НБК; (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 Нацбанка на проведение валютных операций. Более того, пользуясь полномочиями, предоставленными Президенту по новому валютному режиму, он может устанавливать иные требования и ограничения на валютные операции. Несмотря на предоставление обширных полномочий по новому валютному режиму, новый валютный режим не может ограничивать обязательства резидентов по погашению валютных займов в связи с тем, что Казахстан обязан соблюдать свои обязательства по Уставу МВФ как член этой организации. Неясно, как новый валютный режим в конечном счете повлияет на Компанию, однако он может значительно ограничить сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте.

Результат проведения дальнейших экономических рыночных реформ остается неясным.

Необходимость существенных вложений в большинство предприятий обусловила реализацию государственной программы приватизации. Из программы были исключены некоторые предприятия, определенные Правительством как имеющие стратегическое значение, хотя основная приватизация была проведена в ключевых отраслях, в том числе полная или частичная продажа крупных производителей нефти и газа, горнодобывающих компаний и национальной телекоммуникационной компании. Тем не менее, необходимость крупных вложений остается во многих отраслях казахстанской экономики, и существуют области, в которых эффективность бизнеса в частном секторе ограничивается несоответствующей инфраструктурой 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, администрирования налогов и продолжения процесс приватизации. Однако, Компания не может дать никаких гарантий, что указанные меры окажутся эффективными, а неспособность их осуществления может существенным образом негативно отразиться на 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 могут негативно сказаться на казахстанской экономике в будущем.

Поскольку Казахстан ощутил негативное влияние низких цен на сырьевые товары, особенно в нефтегазовой отрасли, и экономическую нестабильность во всем мире, Правительство поощряло экономические реформы, приток иностранных инвестиций, диверсификацию экономики. Несмотря на перечисленные усилия, слабый спрос на экспортных рынках и низкие цены на сырьевые товары, особенно в нефтегазовой отрасли, может отрицательно повлиять на экономику Казахстана в будущем, что может негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании. Большая часть операций Компании, а также существенная часть ее активов находятся в Казахстане, в связи с чем Компания находится в сильной зависимости от экономических и политических условий, преобладающих в Казахстане. См. раздел «Компания подвержена риску вмешательства со стороны Правительства».

Снижение мировых цен на нефть и другие сырьевые товары в 2008 году и начале 2009 года оказало негативное воздействие на перспективы развития казахстанской экономики. Государственный бюджет на 2009-2011 годы первоначально прогнозировал доходы, исходя из мировых цен на нефть в 60 долларов США за баррель. Эти прогнозы, которые были вначале скорректированы до 40 долларов США за баррель в свете продолжавшегося снижения мировых цен на нефть, а затем по мере того, как цены на нефть начали расти, были пересмотрены до 50 долларов США за баррель на 2009-2010 годы и 60 долларов США за баррель на 2011-2014 годы. Хотя цены на нефть в определенной степени восстановились, не может быть никаких гарантий, что не потребуются внесения дальнейших корректировок в государственный бюджет в свете продолжающейся

волатильности цен на нефть.

Экономика Казахстана зависит от экспорта нефти, иностранных инвестиций в инфраструктуру отечественной нефтяной отрасли и общего состояния мировой нефтяной отрасли.

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. Кроме того, любые колебания в 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.

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 (в том числе новые налоговые кодексы в январе 2002 года и январе 2009 года, законы об иностранных арбитражных разбирательствах и иностранных инвестициях, дополнительное регулирование в банковском секторе и другие законы и нормативные акты, регулирующие такие вопросы как биржи ценных бумаг, хозяйственные товарищества и компании, а также реформу и приватизацию государственных предприятий), 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 принимают произвольные решения и начисления налоговых обязательств, оспаривают предыдущие решения и начисления налогов, тем самым создавая сложности для компаний в процессе выяснения, имеются ли у них какие-либо дополнительные налоговые обязательства, и должны ли они оплачивать какие-либо штрафы и проценты. Как следствие таких неясностей, в частности, неопределенности решений, принятых в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, а также 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 системой.

Также ожидается, что налоговое законодательство в Казахстане будет развиваться и дальше, что может привести к взиманию новых налогов. Дополнительное налоговое бремя может существенным образом негативно отразиться на хозяйственной деятельности, финансовом состоянии и результатах деятельности компаний, работающих в Казахстане, включая Компанию.

Налоговый кодекс 2009 года был принят в конце 2008 года и вступил в действие с 1 января 2009 года. Хотя Налоговый кодекс 2009 года предусматривает снижение ставок по отдельным налогам, в том числе снижение ставки корпоративного подоходного налога с 30% в 2008 году до 20% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах (и далее до 17,5% в 2013 году и до 15% в 2014 году), Налоговый кодекс 2009 года практически отменил пошлину на экспорт нефти и газоконденсата и ввел новый рентный налог, который взимается по прогрессивной шкале, ставки по которой варьируются от 0 до 32% в зависимости от цены на нефть. В случае снижения цены на нефть ниже 40 долларов США за баррель или роста выше 122 долларов США за баррель новый рентный налог взимается по более низкой налоговой ставке по сравнению с пошлиной на экспорт нефти; однако между 40 и 122 долларами США за баррель рентный налог является более обременительным. Принимая во внимание волатильность цен на нефть довольно трудно определить какой эффект окажет новый рентный налог на финансовое положение Компании в дальнейшем - позитивный или негативный.

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года налог на сверхприбыль также изменился. В то время как прежний налог на сверхприбыль базировался на внутренней норме прибыли по каждому месторождению, новый налог на сверхприбыль базируется на доходах и относимых на вычеты расходах по каждому месторождению, которые определяются в соответствии с казахстанским налоговым учетом, и варьируется от 0 до 60% в зависимости от значения отношения доходов к расходам по каждому месторождению. Руководство Компании считает, что новый доход на сверхприбыль будет менее обременительным для месторождений с низким значением отношения доходов к расходам, но более высоким для месторождений с высоким значением отношения доходов к расходам.

Руководство Компании считает, что новый налог на добычу полезных ископаемых, который практически заменит собой роялти (за исключением ТШО, которое будет продолжать платить Государству роялти), приведет к увеличению общего налогового бремени на компании, занимающиеся добычей и разведкой нефти. Прежняя ставка роялти колебалась в диапазоне от 2 до 6% от средневзвешенной цены на нефть, добытую соответствующей компанией, за вычетом транспортных и определенных дополнительных расходов; а новый налог на добычу полезных ископаемых по Налоговому кодексу 2009 года (с изменениями и дополнениями) базируется на мировой цене на нефть, умноженной на объемы добычи нефти и газа соответствующей компании без каких-либо вычетов, и налагается по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013 году, и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газоконденсата казахстанским нефтеперерабатывающим заводам вышеуказанные ставки налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5. Правительство может снижать налог на добычу полезных ископаемых в отдельных случаях в зависимости от конкретных обстоятельств в отношении нефти, добываемой на месторождениях с тяжелыми условиями производства. Компания в настоящее время ведет переговоры с Правительством о применении более благоприятного налогового режима к нефти, добываемой на «зрелых» месторождениях.

В связи с недавним финансовым кризисом Правительство пересмотрело общее налоговое бремя на нефтегазовую промышленность и отложило увеличение налогов этого сектора. Однако полное влияние Налогового кодекса 2009 года на Компанию в настоящее время определить невозможно. Кроме того, Компания не может дать никаких гарантий того, что налоговое законодательство, принятое в будущем, не окажет существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. В феврале 2009 года НБК осуществил девальвацию тенге на 18%. Любая дальнейшая девальвация тенге *может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Компанию и государственные финансы и экономику Казахстана.*

Тенге конвертируется для операций по текущим счетам, хотя и не является полностью конвертируемой валютой для целей операций по счетам капитальных затрат за пределами Казахстана. С момента принятия НБК политики плавающего обменного курса для тенге в апреле 1999 года, тенге испытал значительные колебания, хотя до его девальвации, осуществленной НБК в феврале 2009 года, тенге за последние десять лет в целом подорожал по отношению к доллару США. Поскольку высокие темпы инфляции с течением времени приводят к обесцениванию валюты,

существующие уровни инфляции в Казахстане могут сказаться и на ставках обменного курса.

4 февраля 2009 года НБК осуществил девальвацию тенге на 18% по отношению к доллару США частично из-за давления на платежный баланс Казахстана в результате падения цен на сырьевые товары (особенно на нефть и газ). Девальвация тенге была также направлена по увеличению конкурентоспособности казахстанских экспортных товаров. По состоянию на 31 декабря 2009 года официальный курс обмена тенге к доллару США, объявленный НБК, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая обесценивание тенге на 22,8% по отношению к доллару США по сравнению с 31 декабря 2008. 13 апреля 2010 года официальный курс обмена тенге к доллару США, объявленный НБК, составлял 146,67 тенге за 1 доллар США.

Хотя некоторые дочерние организации Компании, имеющие значительные выраженные в долларах США доходы 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 негативное влияние на Компанию.

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-ых 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 достижения, включая инициативу по развитию 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 организации, совместные предприятия и ассоциированные организации 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.

Компания подвержена риску вмешательства со стороны Государства

Нефтегазовая промышленность является стержнем казахстанской экономики и перспективой ее дальнейшего развития. Можно ожидать, что нефтегазовая промышленность будет продолжать оставаться в фокусе внимания и дебатов. В схожих обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или ренационализации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, применения законов или норм, от которых компании должны быть освобождены, отказ в выдаче необходимых разрешений или одобрений, увеличения ставок роялти или налогов, которые должны были быть стабильными, введения контроля за курсом обмена или контроля над капиталами, а также другие риски.

3 ноября 2007 года, было введено в действие законодательство, предусматривающее право Государства инициировать пересмотр условий недропользования, а в определенных обстоятельствах и одностороннее расторжение соглашений о разделе продукции недропользования и других контрактов в отношении месторождений стратегического значения. См. «*Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право государства и регулирование прав недропользования*».

Хотя, в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, пошлина на экспорт сырой нефти была практически заменена рентным налогом, Правительство может, тем не менее, снова ввести пошлину

на экспорт сырой нефти, как оно сделало это в 2008 году.

19 мая 2008 года Правительство объявило о введении временного запрета на экспорт нефтепродуктов, который действовал в период с 1 июня 2008 года до 1 сентября 2008 года, и действие которого было в дальнейшем продлено до 1 января 2009 года. Запрет должен быть защитит местных потребителей от растущих цен на нефтепродукты (такие как дизельное топливо и бензин) путем устранения иностранного спроса на такие продукты, который, как предполагалось, и взвинчивал внутренние цены. Такие отрасли экономики как сельское хозяйство испытали особенно значительное отрицательное влияние роста цен на нефтепродукты. 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 также может негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании. Хотя действие запрета на экспорт нефтепродуктов уже закончилось, Правительство может снова ввести данный запрет в любое время.

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

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

Кроме того, некоторые сведения, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, основывается на знаниях и анализе, проведенном руководством Компании с использованием информации, полученной из неофициальных источников. В отношении такой информации не проводилась никакая-либо независимая проверка, в связи с чем имеется неопределенность относительно полноты или надежности такой информации, которая не составлялась специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

Факторы, существенные для оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями

В дополнение к рискам, связанным с инвестированием в такие страны с развивающейся рыночной экономикой как Казахстан, каждый потенциальный инвестор, инвестирующий в Облигации, должен определить целесообразность такого инвестирования в свете его собственных обстоятельств. В частности, каждому потенциальному инвестору следует:

- обладать достаточными знаниями и опытом для проведения целенаправленной оценки Облигаций, преимуществ и рисков инвестирования в Облигации и информации, содержащейся в настоящем Базовом Проспекте или включенной в него путем ссылки, а также любые дополнения к нему;
- иметь доступ к и знание соответствующих аналитических средств, чтобы оценить в контексте его конкретной финансовой ситуации инвестирование в Облигации и влияние, которое Облигации окажут на его инвестиционный портфель в целом;
- иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность, чтобы нести все риски, связанные с инвестициями в Облигации, включая Облигации с выплатой основной суммы или

вознаграждения в одной или нескольких валютах, или в случаях, когда валюта выплаты основной суммы и вознаграждения отличается от валюты страны потенциального инвестора;

досконально понимать условия Облигаций и быть знакомым с динамикой любых соответствующих индексов и финансовых рынков; и

быть способным оценить (самостоятельно либо с помощью финансового консультанта) возможные сценарии экономических факторов, ставки вознаграждения и прочие факторы, которые могут повлиять на его инвестиции и способность нести соответствующие риски.

Некоторые Облигации могут представлять собой комбинированные финансовые инструменты. Опытные институциональные инвесторы обычно не покупают комбинированные финансовые инструменты в качестве самостоятельного инвестирования. Комбинированные финансовые инструменты покупаются ими с целью уменьшения риска или увеличения доходности, при этом к их общему портфелю добавляется изученный, взвешенный, обоснованный риск. Потенциальным инвесторам не рекомендуется инвестировать в Облигации, являющиеся комбинированными финансовыми инструментами, за исключением случаев, когда инвестор имеет опыт проведения оценки (самостоятельно либо с помощью финансового консультанта) поведения Облигаций в меняющихся условиях, влияния изменений на стоимость Облигаций, а также влияния, которое Облигации окажут на инвестиционный портфель потенциального инвестора в целом.

Факторы риска, относящиеся к структуре конкретного выпуска Облигаций.

В рамках данной 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.

Облигации с правом погашения 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 обычно 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.

Индексированные Облигации и двухвалютные Облигации.

Эмитент может выпустить Облигации, основная сумма или вознаграждение по которым определяется путем привязки к индексу или формуле, изменениям в ценах на ценные бумаги или сырьевые товары, колебанию курсов обмена валют и прочим факторам (каждый из которых далее – **Соответствующий фактор**). Кроме того, Эмитент может выпустить Облигации, основная сумма или вознаграждение по которым выплачиваются в валюте, отличающейся от валюты, в которой деноминированы Облигации. Потенциальным инвесторам следует иметь в виду, что:

рыночная цена таких Облигаций может быть нестабильной;

они могут не получить вознаграждения;

выплата основной суммы или вознаграждения может произойти не в то время и не в той валюте, в которой предполагалось;

они могут потерять всю или существенную часть основной суммы;

Соответствующий фактор может быть подвержен существенным изменениям, которые могут не совпадать с изменениями в ставках вознаграждения, валютах или прочих показателях;

если в отношении Облигаций используется Соответствующий фактор, связанный с каким-либо мультипликатором, значение которого больше единицы, или содержащим какой-либо другой коэффициент увеличения прибыли, то в случае изменения Соответствующего фактора, влияние такого изменения на размер основной суммы и ставки вознаграждения будет увеличиваться; и

сроки изменений в Соответствующих факторах могут оказать влияние на фактический доход инвесторов, даже если средний уровень доходности соответствует их ожиданиям. В целом, чем раньше происходит изменение Соответствующего Фактора, тем больше эффект на доходность.

Исторические данные, касающиеся определенного индекса, не должны рассматриваться в качестве индикатора его динамики в будущем в течение срока обращения любых Индексированных Облигаций. Таким образом, любой потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими собственными финансовыми, налоговыми и юридическими консультантами в отношении рисков, которые влечет за собой инвестирование в Индексированные Облигации, и целесообразности инвестирования в такие Облигации в свете его собственных конкретных обстоятельств.

Частично оплаченные Облигации.

Эмитент может выпустить Облигации, цена размещения которых выплачивается более чем одним платежом. Неуплата любого последующего платежа может привести к потере инвестором всех своих инвестиций.

Облигации с переменной ставкой с мультипликатором или иным коэффициентом увеличения прибыли.

Облигации с переменной ставкой вознаграждения могут быть нестабильным инструментом для инвестирования. Если они структурированы таким образом, чтобы включать мультипликаторы или иные коэффициенты увеличения прибыли, верхний и нижний ценовой предел, или комбинации указанных характеристик или аналогичных связанных характеристик, то их рыночная стоимость может быть еще более нестабильной, чем у тех ценных бумаг, которые не имеют таких особенностей.

Облигации с обратной плавающей ставкой.

Облигации с обратной плавающей ставкой имеют ставку вознаграждения, равную фиксированной ставке минус ставка, основанная на какой-либо справочной ставке, например, LIBOR. 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 так же может отражать увеличение в превалирующих ставках вознаграждения, что может оказать дальнейшее неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость таких Облигаций.

Облигации с фиксированной и плавающей ставкой вознаграждения.

На Облигации с фиксированной и 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 и 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.

Торговля в клиринговых системах.

Условия выпуска Облигаций предусматривают, что Облигации должны быть выпущены с минимальной деноминацией в 50 000 евро (или эквивалентной сумме в другой валюте), либо кратной суммой, превышающей указанную, в соответствующей Установленной валюте. При продаже Облигаций в клиринговой системе, есть 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 Облигаций в документарной форме 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 Облигаций в документарной форме до тех пор и пока принадлежащая ему доля не станет кратной указанной минимальной деноминации.

Факторы риска, связанные с Облигациями

Нет возможности для развития активного рынка Облигаций.

Облигации, выпущенные в рамках Программы, могут не иметь сложившегося вторичного рынка на момент выпуска, и такой рынок может и не появиться. Если даже рынок появится, он может и не стать достаточно ликвидным. Поэтому, инвесторы могут испытывать затруднение в продаже принадлежащих им Облигаций либо в получении 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 негативное влияние на рыночную стоимость Облигаций.

Подана заявка для включения Облигаций в Официальный листинг и их продажу на

Регулируемом рынке Лондонской фондовой биржи. 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 цена облигаций может быть неустойчивой.

Рыночная стоимость облигаций может быть подвержена значительным колебаниям под влиянием фактических или ожидаемых изменений в результате деятельности Гаранта и его конкурентов, неблагоприятного развития бизнеса, изменений в нормативно-правовой среде, в которой осуществляет свою деятельность Гарант, 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 результатов деятельности, перспектив развития или финансового состояния Гаранта. 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 атаки и войны могут иметь отрицательное влияние на рыночную стоимость Облигаций.

Финансовые потрясения на развивающихся рынках могут 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.

Гарант учрежден в Казахстане и подчиняется Закону о банкротстве Казахстана. Казахстанский Закон о банкротстве может запрещать Гаранту 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 позволяют ускорить выплату обязательства должника по факту возникновения определенных связанных с банкротством случаев, ускоряют 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 или платежи, заключенные или сделанные (i) в любое время до начала процедуры банкротства с нарушением законодательства Казахстана или (ii) в течение трех лет до начала процедуры банкротства без какого-либо встречного удовлетворения или по стоимости ниже рыночной или на более благоприятных условиях, предоставленных отдельному кредитору по сравнению с другими кредиторами, могут быть признаны недействительными казахстанским судом. Поскольку казахстанские суды не имеют достаточного опыта в сложных коммерческих вопросах, невозможно предсказать результаты процедуры банкротства.

Существует вероятность того, что действие недавно принятого законодательства о реструктурировании банков может быть также распространено на небанковские институты, что может представлять значительные риски для инвесторов в случае дефолта в отношении Облигаций.

Курсовые риски существуют постольку, поскольку Эмитент и Гарант производят выплаты в иной валюте, чем валюта, в которой осуществляется деятельность инвестора.

Эмитент будет выплачивать основную сумму долга и проценты по Облигациям, и Гарант будет производить любые выплаты согласно Гарантии в Установленной валюте. Это влечет определенные риски, связанные с конвертацией валют, если показатели финансовой деятельности инвестора выражаются главным образом в какой-то другой валюте или валютной единице (далее – **Валюта инвестора**), отличной от Установленной валюты. Указанные риски включают риск того, что обменные курсы валют могут существенно измениться (включая изменения, связанные с девальвацией Установленной валюты или переоценкой Валюты инвестора), и риск того, что органы власти, обладающие юрисдикцией в отношении Валюты инвестора, могут установить либо изменить порядок осуществления валютного регулирования. 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 вознаграждения, если таковые имеются, по Облигациям. В результате, инвесторы могут получить меньшее вознаграждение или основную сумму, чем ожидалось, или не получить 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 по такой Облигации. В этом случае Эмитент или Гарант, в зависимости от конкретного случая, 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.

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 процентной ставкой.

Опыт последних лет показал, что кредитные рейтинги не отражают все риски. Кредитные рейтинги Гаранта являются оценкой соответствующих рейтинговых агентств его способности погашать свои долги по мере наступления срока их оплаты. Таким образом, реальные или ожидаемые изменения в кредитных рейтингах Гаранта 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 потенциальных воздействий всех рисков, связанных со структурой, рынком, дополнительными факторами, обсуждаемыми в настоящем Базовом проспекте, а также 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 Республики Казахстан, и значительная часть ее активов, деятельности и операций находится и осуществляются в Казахстане. Кроме того, большинство его 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 федеральных законов Соединенных Штатов по ценным бумагам или применимых законов по вопросам ценных бумаг отдельных штатов Соединенных Штатов 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, Великобритании и многих других стран по различным вопросам, может оказаться сложным. См. раздел *«Исполнение гражданско-правовых обязательств»*.

Далее, в феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в Закон об арбитраже, 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, а выпуск Облигаций в рамках Программы следует считать коммерческой деятельностью (и, согласно Тростовому договору, 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), 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.

Понесенные инвесторами расходы окажут влияние на доходность инвестированного капитала.

На общую доходность инвестированного в Облигации капитала окажут влияние суммы гонораров, взимаемых Агентом, номинальным держателем и/или клиринговой организацией, используемой инвестором. Такое лицо или организация может взимать плату за открытие и ведение инвестиционного счета, перевод Облигаций, оказание кастодиальных услуг, выплату вознаграждения 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 обратить внимание на 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 (исключительно в целях подачи исков или судебных процессов, инициированных с целью приведения в исполнение обязательств Эмитента или Гаранта, предусмотренных настоящим Базовым проспектом). Английское право может существенно отличаться от права страны проживания потенциальных инвесторов в части, касающейся Облигаций. Если потенциальный инвестор имеет какие-либо сомнения в отношении вопросов

применения английского права в качестве применимого права в отношении Облигаций, такой инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами.

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.

Условия Облигаций позволяют определенному большинству принимать обязательства от имени всех Держателей Облигаций и позволяют Доверительному управляющему предпринимать определенные действия без согласия Держателей Облигаций.

Условия 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 Облигаций также предусматривают, что Трастовый 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 или (ii) определять без согласия Держателей Облигаций, что любое Событие нарушения обязательств или потенциальное Событие нарушения обязательств не будет рассматриваться как таковое или (iii) замену Эмитента Гарантом или любым из его других Дочерних предприятий как основного должника по любым Облигациям при обстоятельствах, определенных в Условии 11(c).

К выплатам, производимым в отношении Облигаций, может применяться налог, удерживаемый у источника выплаты, и другие налоговые последствия для инвесторов.

Как правило, выплата вознаграждения по заемным средствам, производимая казахстанским лицом в пользу нерезидента, облагается налогом у источника выплаты по ставке 15% для юридических лиц, за исключением случаев, когда ставка налога у источника выплаты уменьшается, или налог не взимается согласно условиям соответствующего договора об избежании двойного налогообложения.

Если выплаты в отношении каких-либо Облигаций облагаются казахстанским налогом у источника выплаты, в результате чего Эмитент или Гарант (в зависимости от обстоятельств) должны будут уменьшить сумму таких платежей на сумму удерживаемого налога у источника выплаты, Эмитент или Гарант (в зависимости от обстоятельств) 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 возможно не смогу быть принудительно исполнены по законодательству Казахстана, поскольку налоговые органы Казахстана могут рассматривать такие положения как представляющие собой уплату налогов от имени третьих лиц.

Налог у источника выплаты может возникнуть на основании положений Директивы ЕС о налогообложении сбережений.

В соответствии с Директивой Европейского Союза о налогообложении сбережений в виде выплат вознаграждения (далее – **Директива ЕС о налогообложении сбережений**) 2003/48/ЕС, каждая страна-член ЕС должна предоставлять налоговым органам другой страны-члена ЕС информацию о выплатах вознаграждения (или иного аналогичного дохода) лицом в своей юрисдикции физическому лицу – резиденту другой страны-члена ЕС. Тем не менее, в переходный период Бельгия, Люксембург и Австрия должны будут (если они не примут иное решение) применять систему удержания у источника выплаты таких платежей (окончание переходного периода зависит от заключения соглашений об обмене информацией с некоторыми странами, не являющимися членами

ЕС). Ряд стран и территорий, не являющихся членами ЕС, включая Швейцарию, приняли схожие меры (система удержания в случае со Швейцарией).

Если выплаты должны быть произведены, либо взысканы страной-членом ЕС, которая выбрала систему удержания, и часть суммы, либо налог должны быть удержаны с суммы таких выплат, ни Эмитент, ни Компания, ни Платежный агент, ни какое-либо иное лицо не обязано уплачивать дополнительные суммы в отношении Облигаций как следствие применения такого налога у источника выплат. Эмитент должен обеспечить наличие Платежного агента в стране-члене ЕС, которая не обязана производить удержание либо вычет налога в соответствии с Директивой ЕС о налогообложении сбережений.

Определенные инвестиции могут быть ограничены из соображений правового порядка.

Инвестиционная деятельность некоторых инвесторов может не подпадать под разрешенные законом инвестиции или подпадать под проверку либо контроль со стороны определенных уполномоченных органов. Каждый потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами, чтобы определить, являются ли и в какой степени (i) Облигации разрешенной законом инвестицией, (ii) могут ли Облигации использоваться как обеспечение по различным видам заимствования и (iii) применяются ли иные ограничения в отношении приобретения либо залога Облигаций. Финансовые организации должны проконсультироваться со своими юридическими консультантами или уполномоченными органами по вопросу оценки Облигаций с точки зрения требований к достаточности капитала с учетом рисков или подобными требованиями.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ

Если иное не оговорено в любых из соответствующих Окончательных условий, чистый доход, полученный от каждого выпуска Облигаций, будет предоставлен Эмитентом в качестве займа Гаранту, который будет использовать данный чистый доход на общие корпоративные цели, включающие рефинансирование, погашение или иную реструктуризацию существующей задолженности. Если в отношении каких-либо определенных выпусков Облигаций, представляющих собой производные ценные бумаги для целей статьи 15 Регламента Комиссии № 809/2004 о применении Директивы ЕС о проспекте эмиссии, имеется отдельно обозначенное применение средств от реализации Облигаций, то это будет определено в соответствующих Окончательных условиях.

ЭМИТЕНТ

Общие положения

Эмитент зарегистрирован как частная компания с ограниченной ответственностью (besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid или B.V.) в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок. Регистрационный номер компании в коммерческом реестре города Амстердам (Нидерланды) – 34249875. Эмитент является прямой 100%-ной дочерней организацией компании «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания, наряду с ТОО «КМГ-Кумколь», дочерней организацией Компании со 100%-ным участием, является акционером компании «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.».

В таблице ниже приведены данные по капитализации Эмитента по состоянию на 31 декабря 2009 года:

	<i>На 31 декабря 2009 года</i> <i>(неаудир.)</i>
	<u>(тыс. долл.США)</u>
Приоритетные долгосрочные обязательства ⁽¹⁾	4 462 408
Субординированные долгосрочные обязательства	0
Итого собственный акционерный капитал⁽²⁾	<u>11 434</u>
Итого собственный акционерный капитал и долгосрочные обязательства	4 473 842

Примечания:

(1) Приоритетные долгосрочные обязательства представляют собой обязательства, срок оплаты по которым наступает через один год и которые не являются субординированными.

Объявленный акционерный капитал Эмитента составляет 90 000 евро, поделен на простые именные акции номинальной стоимостью 100 евро каждая. На момент регистрации Эмитента, общий размер оплаченного капитала Эмитента составил 18 000 евро, и состоял из 180 простых акций, выпущенных и оплаченных по номинальной стоимости и напрямую принадлежащих компании «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.». В ходе обычной деятельности и в соответствии с применимыми законами и положениями Нидерландов, в мае 2008 года в капитал Эмитента был сделан вклад в виде надбавок к номинальной стоимости акций в размере 7 800 000 долларов США.

С 31 декабря 2009 года каких-либо существенных изменений в капитализации Эмитента не произошло.

Деятельность

Как предусмотрено статьей 3 устава, Эмитент был зарегистрирован, помимо прочего, для заимствования и (или) предоставления в кредит денег. Эмитент был создан как специальная проектная компания, он не имеет работников или дочерних организаций.

Помимо Облигаций, которые выпущены и находятся в обращении в рамках настоящей Программы, а также обязательств по Кредитному договору с «Deutsche Bank» от 2010 года (как определено ниже), на момент выпуска настоящего Базового проспекта Эмитент не имеет никаких непогашенных задолженностей в виде займов, гарантий или условных обязательств. См. раздел «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства».

В отношении Эмитента не имеется и не имелось никаких государственных, судебных или арбитражных разбирательств (включая любые текущие судебные процессы или судебные процессы,

угроза возникновения которых существует, о которых известно Эмитенту) 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 Эмитента, а также Эмитент не осведомлен о каких-либо текущих или потенциальных судебных разбирательствах такого рода.

Управление

Эмитент имеет четырех управляющих директоров: «United International Management B.V.», (далее – **United**), компания с ограниченной ответственностью, зарегистрированная в Нидерландах, юридический адрес: Strawinskyalaan 411 (WTC Tower A, 4th Floor), 1077 XX Amsterdam, the Netherlands, г-н Отмар Е. Каролус, служебный адрес совпадает с служебным адресом Эмитента; г-н Ардак Касымбек, который также является Генеральным управляющим по корпоративной стратегии и управлению активами Компании; и г-жа Айгуль Бекназарова, которая также является директором Департамента корпоративного финансирования Компании. Служебный адрес г-на Касымбека и г-жи Бекназаровой: ул. Кабанбай батыра 19, Астана, 010000, Республика Казахстан.

Компания «United» назначила, среди прочего, г-на Игмара ден Хайера и г-на Яна Хендрика Симссена своими доверенными лицами, каждый из которых уполномочен представлять компанию «United» в качестве управляющего директора Эмитента. Служебный адрес каждого доверенного лица: Strawinskyalaan 411 (WTC Tower A, 4th Floor), 1077 XX Amsterdam.

Никаких потенциальных конфликтов интересов между выполнением обязанностей управляющих директоров Эмитента и их частными интересами и (или) другими обязанностями не существует.

Никаких потенциальных конфликтов интересов между обязанностями директоров или доверенных лиц компании «United» в отношении либо Эмитента, либо самой компании «United» и их частных интересов и (или) других обязанностей не существует.

Директора или доверенные лица компании «United» не осуществляют никакой основной деятельности вне компании «United», которая является существенной в отношении либо компании «United», либо Эмитента.

Общая информация

Служебный адрес Эмитента: Strawinskyalaan 807 (WTC Tower A, 8th Floor), 1077 XX Amsterdam, the Netherlands; номер телефона: +31 020 5752397. Компания «United» оказывает Эмитенту административные услуги и расположена по адресу: Strawinskyalaan 411 (WTC Tower A, 4th Floor), 1077 XX Amsterdam, the Netherlands.

Эмитент 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 Голландии (*De Nederlandsche Bank*) в соответствии со статьей 2:11 Закона о финансовом надзоре (*Wet op het financieel toezicht*) (далее – **ЗФН**) к Эмитенту не применимо. Для того чтобы выполнить установленное ЗФН условие, исключающее необходимость получения банковской лицензии и привлечения средств, погашаемых по требованию или после получения уведомления, такие возвращаемые средства могут быть получены Эмитентом исключительно от профессиональных участников рынка (как определено в статье 1:1 ЗФН).

Эмитент соблюдает и будет продолжать соблюдать обязательства, касающиеся финансовой отчетности, установленные для эмитентов, чьи ценные бумаги допущены к торгам на регулируемом рынке в Европейском Союзе, которые вытекают из Директивы ЕС о прозрачности (2004/109/ЕС) и которые включены в право Нидерландов через ЗФН (статья 5:25 и далее) и вступили в силу с 1 января 2009 года. До тех пор, пока (i) Эмитент имеет зарегистрированный офис в Нидерландах, (ii) Облигации включены в листинг регулируемого рынка Страны-участницы и (iii) каждая Облигация имеет номинал не ниже 50 тыс. евро, Эмитент может по своему выбору делать раскрытие информации в любой Стране-участнице, в которой он зарегистрирован

(например, Нидерланды), или в Стране-участнице, в которой Облигации допущены к торгам на регулируемом рынке.

Обязательства, установленные законодательством Нидерландов, принятым во исполнение положений Директивы ЕС о прозрачности, ограничиваются тем, что определенные положения не распространяются на эмитентов, таких как Эмитент, который занимается исключительно выпуском облигаций или иных ценных бумаг, которые выпускаются номинальной стоимостью не менее 50 тыс. евро за единицу (или эквивалентной стоимостью в другой валюте).

Если Облигации, выпущенные и находящиеся в обращении в рамках Программы, включаются в листинг регулируемого рынка, Эмитент будет обязан соблюдать действующие в Нидерландах правила, касающиеся инсайдерских сделок и рыночных махинаций, в силу статьи 5:56 и далее ЗФН.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В таблице ниже приводятся данные по капитализации Компании на 31 декабря 2009 года, взятые из Финансовой отчетности за 2009 год. Таблицу следует читать в увязке с разделами, озаглавленными «Некоторая финансовая и другая информация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», и с Финансовой отчетностью за 2009 год, а также пояснениями, которые включены в настоящий Базовый проспект.

	На 31 декабря 2009 года ⁽¹⁾ (неаудир.) <i>(в млн. долларов США)</i>	На 31 декабря 2009 года <i>(в млн. тенге)</i>
Текущие платежи по займам	3 051,6	452 741,1
Долгосрочные займы, за вычетом текущих платежей	9 334,9	1 384 933,0
Всего займов.....	12 386,5	1 837 674,1
Акционерный капитал	1 076,1	159 647,5
Дополнительный оплаченный капитал.....	15,2	2 248,1
Прочий собственный капитал	33,1	4 910,4
Резерв на пересчет валюты	1 232,5	182 852,7
Нераспределенная прибыль	10 328,1	1 532 273,7
Доля миноритарных акционеров	3 210,5	476 310,3
Всего собственный капитал.....	15 895,4	2 358 242,7
Общая капитализация (общая сумма займов плюс собственный капитал).....	28 281,9	4 195 916,8

Примечание:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2008 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.

С 31 декабря 2009 года Компания понесла, выплатила или погасила следующие суммы долга:

- 19 января 2010 года КТГ и ИЦА заключили договор о кредитной линии с целью финансирования оборотного капитала с банком «The Royal Bank of Scotland plc» на сумму 50 миллионов долларов США. В рамках указанного договора заимствование сумм может производиться на возобновляемой основе как в долларах США, так и в тенге. Вознаграждение по суммам задолженности в долларах США начисляется по ставке ЛИБОР плюс 3,0% годовых, а на суммы задолженности в тенге – по ставке КАЗПРАЙМ плюс 3,0% годовых. Срок погашения кредитной линии – 18 января 2011 года. На дату настоящего Базового проспекта, суммы по указанной кредитной линии получены полностью и являются непогашенными.
- 25 февраля 2010 года Эмитент заключил кредитный договор с лондонским филиалом банка «Deutsche Bank AG» (далее – **Кредитный договор с Deutsche Bank от 2010 года**), на сумму 300 миллионов долларов США под гарантию Компании. Процент по указанному кредиту начисляется по ставке ЛИБОР плюс 3,5% годовых, срок погашения – 25 февраля 2011 года. На дату настоящего Базового проспекта, указанный кредит получен полностью и остается непогашенным.
- 10 марта 2010 года КТО досрочно погасил оставшиеся 137 миллионов долларов США из суммы, причитающейся по договору о синдицированном займе в размере 275,0 миллионов долларов США, заключенному 28 августа 2008 года с «BTMU (Europe) Limited», «ING Bank N.V.» и «Natixis».

За исключением вышесказанного, каких-либо существенных изменений в общей капитализации Компании с 31 декабря 2009 года не произошло.

НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ДРУГАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Приведенные ниже финансовые данные Компании за 2009 и 2008 календарные годы взяты из Финансовой отчетности за 2009 год и должны рассматриваться в увязке с ней, включая пояснения к ней, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, и ограничиваются в целом данной отчетностью.

Потенциальным инвесторам следует читать некоторую финансовую и другую информацию в увязке с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Капитализация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность», а также Финансовой отчетностью за 2009 год, включая пояснения к ней, и другими финансовыми сведениями, представленными в настоящем Базовом проспекте.

Данные консолидированного балансового отчета

	По состоянию на 31 декабря			% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г. ⁽¹⁾ (неаудир.)	2009 г.	2008 г. ⁽²⁾	
	<i>(млн. долл США)</i>	<i>(млн. тенге)</i>		
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Недвижимость, здания и оборудование	14 933,8	2 215 574,1	1 797 313,8	23,3%
Активы по разведке и оценке	774,2	114 861,1	81 653,2	40,7%
Нематериальные активы	1 748,8	259 455,3	75 319,4	244,5%
Долгосрочные банковские депозиты	124,5	18 464,4	29 694,2	(37,8)%
Инвестиции в ассоциированные организации	4 346,3	644 811,2	525 187,2	22,8%
Отсроченные активы по налогу на прибыль	85,8	12 726,7	4 149,9	206,7%
Предоплата роялти и возмещение НДС	47,5	7 049,9	3 718,4	89,6%
Авансы по долгосрочным активам	125,7	18 647,1	14 041,9	32,8%
Облигации к получению	421,4	62 521,0	0,0	–
Векселя к получению от СП	136,6	20 268,9	18 862,0	7,5%
Векселя к получению от ассоциированных организаций	108,4	16 075,4	0,0	–
Беспроцентный заем связанной стороне	54,1	8 028,2	0,0	–
Прочие долгосрочные активы	69,4	10 300,1	7 153,3	44,0%
	22 976,4	3 408 783,5	2 557 093,2	33,3%
Краткосрочные активы				
ТМЗ	1 086,9	161 249,7	99 580,3	61,9%
Возмещение НДС	257,9	38 260,1	40 305,7	(5,1)%
Предоплаченный подоходный налог	80,7	11 979,8	7 790,7	53,8%
Дебиторская задолженность по счетам	958,3	142 179,6	111 796,3	27,2%
Краткосрочные финансовые активы	4 824,1	715 704,6	551 176,2	29,9%
Вексель к получению от акционера СП	7,3	1 082,1	0,0	–
Дивиденды к получению от ассоциированных организаций	99,0	14 687,6	0,0	–
Прочие краткосрочные активы	454,7	67 458,2	47 156,0	43,1%
Денежная наличность и ее эквиваленты	3 802,9	564 191,2	491 761,7	14,7%
	11 571,8	1 716 792,9	1 349 567,0	27,2%
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	2,6	378,4	13,2	2 762,4%
	11 574,4	1 717 171,3	1 349 580,2	27,2%
ИТОГО АКТИВЫ	34 550,8	5 125 954,7	3 906 673,4	31,2%
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Собственный капитал				
Акционерный капитал	1 076,1	159 647,5	158 049,4	1,0%
Дополнительно оплаченный капитал	15,2	2 248,1	9 013,5	(75,1)%
Прочий собственный капитал	33,1	4 910,4	1 385,0	254,5%
Резерв на пересчет валюты	1 232,5	182 852,7	(27 799,0)	(757,8)%
Нераспределенная прибыль	10 328,1	1 532 273,7	1 468 030,8	4,4%
Относящийся к собственному капиталу акционеров учредителя	12 684,9	1 881 932,4	1 608 679,9	17,0%
Доля миноритарных акционеров	3 210,5	476 310,3	421 294,5	13,1%
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ	15 895,4	2 358 242,7	2 029 974,3	16,2%
Долгосрочные обязательства				
Заемствования	9 334,9	1 384 933,0	961 525,7	44,0%
Оплата за приобретение дополнительной доли в проекте	2 103,3	312 052,1	239 500,8	30,3%
Оплата за приобретение дочерней организации	56,7	8 405,2	0,0	–
Резервы	382,9	56 809,5	54 536,1	4,2%

Отсроченные обязательства по подоходному налогу	842,1	124 938,9	70 827,3	76,4%
Прочие долгосрочные обязательства	114,4	16 966,3	21 113,9	(19,6)%
	12 834,4	1 904 105,2	1 347 503,9	41,3%
Краткосрочные обязательства				
Заимствования	3 051,6	452 741,1	188 445,5	140,3%
Резервы	312,1	46 306,8	40 247,6	15,1%
Подоходный налог к уплате	218,6	32 437,4	57 588,1	(43,7)%
Торговая кредиторская задолженность	1 054,7	156 470,4	142 902,9	9,5%
Прочие налоги к уплате	566,1	83 986,6	36 517,7	130,0%
Обязательства по опциону пут	0,0	0,0	14 895,5	(100,0)%
Производные финансовые инструменты	1,6	240,7	105,8	127,5%
Прочие краткосрочные обязательства	616,2	91 423,9	48 492,2	88,5%
	5 821,0	863 606,9	529 195,2	63,2%
Всего обязательства	18 655,4	2 767 712,0	1 876 699,1	47,5%
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	34 550,8	5 125 954,7	3 906 673,4	31,2%

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2009 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) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За годы, закончившиеся 31 декабря			% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г. ⁽¹⁾ (неаудир)	2009 г.	2008 г. ⁽²⁾	
	<i>(млн. долл США)</i>	<i>(млн. тенге)</i>		
Выручка	10 776,6	1 589 548,6	1 885 605,9	(15,7)%
Себестоимость реализованной продукции	(7 098,3)	(1 047 000,9)	(1 199 360,3)	(12,7)%
Валовой доход	3 678,3	542 547,8	686 245,6	(20,9)%
Общие и административные расходы	(814,3)	(120 112,8)	(145 704,1)	(17,6)%
Транспортные расходы и расходы на продажу	(1 145,7)	(168 984,9)	(153 732,0)	9,9%
Обесценение гудвилла	(8,9)	(1 306,5)	(23 553,1)	(94,5)%
Обесценение недвижимости, машин и оборудования	(70,3)	(10 364,2)	(6 614,6)	56,7%
Доходы/(убытки) от выбытия недвижимости, машин и оборудования	123,0	18 147,5	(725,0)	(2 603,2)%
Доход от реализации дочерних организаций	39,2	5 787,7	2 839,5	(103,8)%
Прочий доход от основной деятельности	84,2	12 416,6	8 243,0	50,6%
Прочие расходы по основной деятельности	(99,0)	(14 606,4)	(6 394,4)	128,4%
Чистая отрицательная курсовая разница	(55,5)	(8 180,3)	(13 103,9)	(37,6)%
Доходы от финансирования	575,4	84 867,2	101 103,8	(16,1)%
Расходы на финансирование	(954,8)	(140 825,7)	(108 358,2)	30,0%
Нереализованный убыток/(прибыль) от производных инструментов по сырой нефти	(22,6)	(3 336,5)	3 753,0	(188,9)%
Доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций	1 164,3	171 738,1	239 771,1	(28,4)%
Прибыль до вычета подоходного налога	2 493,5	367 787,3	583 770,6	(37,0)%
Расходы по подоходному налогу	(1 215,6)	(179 295,7)	(200 287,2)	(10,5)%
Прибыль за год от продолжаемой деятельности	1 277,9	188 491,6	383 483,4	(50,8)%
Прекращенная деятельность				
Убытки за год после подоходного налога от прекращенной деятельности	14,4	2 127,6	7 637,8	(72,1)%
Прибыль за год	1 292,3	190 619,3	391 121,2	(51,3)%
Держатели акций Компании	765,7	112 934,0	298 291,2	(62,1)%
Доля меньшинства	526,7	77 685,3	92 830,0	(16,3)%
	1 292,3	190 619,3	391 121,2	(51,3)%
Прочий совокупный доход				
Пересчет иностранных валют	1 528,9	225 506,1	3 098,3	7 178,4%
Реализованный убыток от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированные в прибыль за период	—	—	435,9	(100,0)%
Прочий совокупный доход за период	1 528,9	225 506,1	3 534,2	6 280,7%
Всего совокупный убыток за период за вычетом налогов	2 821,2	416 125,4	394 655,4	5,4%
Держатели акций Компании	2 193,8	323 585,7	301 732,6	7,2%
Доля меньшинства	627,4	92 539,7	92 922,8	(0,4)%
	2 821,2	416 125,4	394 655,4	5,4%

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. 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) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

Основные финансовые коэффициенты и показатели

В таблице ниже приводятся основные финансовые коэффициенты и показатели, используемые руководством Компании для оценки результатов деятельности Компании. Финансовые показатели, которые приводятся в указанной таблице, отражают операции Компании.

	За год, закончившийся 31 декабря и по состоянию на 31 декабря		
	2009 г. (неаудир.)	2009 г.	2008 ⁽¹⁾ г.
	(млн. долл. США)	(млн. тенге, кроме коэффициентов)	
ЕВИТ ⁽⁴⁾	3 448,3 ⁽²⁾	508,6	692,2
ЕВИТДА ⁽⁵⁾	4 163,1 ⁽²⁾	614,0	790,6
Задолженность (включая текущую часть) ⁽⁶⁾	12 386,6 ⁽³⁾	1 837,7	1 150,0
Собственный капитал ⁽⁷⁾	15 895,4 ⁽³⁾	2 358,2	2 030,0
Капитализация ⁽⁸⁾	28 282,0 ⁽³⁾	4 195,9	3 180,0
Чистая капитализация ⁽⁹⁾	24 479,4 ⁽³⁾	3 632,2	2 688,0
Чистая задолженность ⁽¹⁰⁾	8 584,0 ⁽³⁾	1 274,0	658,0
Задолженность/ЕВИТДА	2,98	2,99	1,45
Чистая задолженность/чистая капитализация	0,35	0,35	0,24
Задолженность/Акционерный капитал	0,78	0,78	0,57
Текущая ликвидность ⁽¹¹⁾	1,99	1,99	2,55
ЕВИТ/Расходы по финансированию	3,61	3,61	6,39

Примечания:

- (1) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приведены из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.
- (2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает собой 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) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2008 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.
- (4) Компания рассчитывает показатель ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (5) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период – ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.
- (6) Задолженность – текущая часть заимствований плюс долгосрочная часть заимствований на 31 декабря соответствующего периода.
- (7) Собственный капитал – общая сумма акционерного капитала на 31 декабря соответствующего периода.
- (8) Капитализация – задолженность плюс собственный капитал на 31 декабря соответствующего периода.
- (9) Чистая капитализация – чистая задолженность плюс собственный капитал на 31 декабря соответствующего периода.
- (10) Чистая задолженность – задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря соответствующего периода.
- (11) Текущая ликвидность – отношение текущих активов на 31 декабря соответствующего периода к текущим обязательствам на 31 декабря соответствующего периода.

В следующей таблице показано отношение ЕВИТ и ЕВИТДА к доходу от продолжаемой деятельности до вычета корпоративного подоходного налога:

	На 31 декабря		
	2009 г. ⁽¹⁾ (неаудир.)	2009 г.	2008 ⁽²⁾ г.
	(млн. долл. США)	(млн. тенге, кроме коэффициентов)	
Доход до уплаты подоходного налога	2 493,5	367,8	583,8
Расходы на финансирование	(954,8)	(140,8)	(108,4)
ЕВИТ ⁽³⁾	3 448,3	508,6	692,2
Износ, истощение и амортизация	714,8	105,4	98,4
ЕВИТДА ⁽⁴⁾	4 163,1	614,0	790,6

Примечания:

- (1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает собой 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) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.
- (3) Компания рассчитывает показатель ЕВИТ за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (4) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период – ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

Структура соотношения собственных и заемных средств

В таблице ниже приводятся данные по долям заемных средств по Компании и некоторым ее дочерним организациям.

	За год, закончившийся 1 декабря 2009 года				
	Активы	Денежные средства ⁽¹⁾	Задолженность ⁽²⁾⁽³⁾	ЕВИТДА ⁽⁴⁾	Доля заемных средств ⁽⁵⁾
	<i>(млрд. тенге)</i>				
Компания	5 126,0	564,2	1 837,7	614,0	3,0
Компания ⁽⁶⁾	1 762,8	273,9	1 080,3	224,2	4,8
КТГ ⁽⁶⁾	393,5	21,6	138,6	80,8	1,7
КТО ⁽⁶⁾	325,3	16,4	20,7	47,9	0,4
РД КМГ ⁽⁶⁾	1 292,6	107,6	137,7	319,9	0,4
ТД КМГ ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	1 180,2	68,5	794,2	(41,5)	(19,1)

Примечания:

- (1) В том числе их эквиваленты.
- (2) Задолженность – краткосрочные заимствования плюс долгосрочные заимствования на 31 декабря соответствующего периода.
- (3) Сумма гарантий Компании составляет 1 047 млрд. тенге.
- (4) Показатель ЕВИТДА за соответствующий период – ЕВИТ за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период. Показатель ЕВИТ за соответствующий период – прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.
- (5) Доля заемных средств рассчитывается как соотношение задолженности к ЕВИТДА.
- (6) На основе финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.
- (7) В том числе «Ромпетрол».

В таблице ниже приводятся данные по сверке коэффициентов ЕВИТДА и доли заемных средств к доходу до уплаты подоходного налога за 2009 год:

	Компания	Компания ⁽¹⁾	КТГ ⁽¹⁾	КТО ⁽¹⁾	РД КМГ ⁽¹⁾	ТД КМГ ⁽¹⁾⁽²⁾
	<i>(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)</i>					
Доход до уплаты налогов	367,8	147,8	54,1	28,7	285,5	(128,5)
Расходы по финансированию	(140,8)	75,6	11,7	2,0	3,2	48,3
Износ, истощение и амортизация	105,4	0,8	15,0	17,2	31,2	38,6
ЕВИТДА	614,0	224,2	80,8	47,9	319,9	(41,5)
Задолженность ⁽³⁾	1 837,7	1 080,3	138,6	20,7	137,7	794,2
Доля заемных средств	3,0	4,8	1,7	0,4	0,4	(19,1)

Примечания:

- (1) На основе отдельной финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.
- (2) В том числе «Ромпетрол».
- (3) Сумма гарантий Компании составляет 1 047 млрд. тенге.

АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Приведенный ниже анализ и обсуждение руководством – результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании следует читать в увязке с Финансовой отчетностью за 2009 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Финансовая отчетность за 2009 год составлена в соответствии с требованиями МСФО. Настоящий анализ и обсуждение руководством содержит заявления прогнозного характера, которые отражают риски и факторы неопределенности. См. «Прогнозные заявления». 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 Агентства по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что на 31 декабря 2009 года Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи, а также оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности сети газопроводов в Казахстане. Кроме того, на 31 декабря 2009 года Компания владела крупными или контрольными долями участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии.

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; недоразвитость и эволюция 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 кредитный риск и риск ликвидности, вытекающие из (среди прочего) недавних и продолжающихся потрясений в казахстанском банковском секторе. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан».

В 2009 и 2008 годах Компания и ее дочерние организации заключили ряд значительных сделок по приобретению. Эти приобретения оказывают существенное воздействие на Компанию и должны учитываться при рассмотрении изменений результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании из года в год.

Начиная с 2009 года, Компания применяет метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях вместо метода пропорциональной консолидации, применявшегося ранее. В отношении совместно контролируемых активов Компания продолжает признавать свою долю в совместно контролируемых активах, классифицируемых по характеру активов, а также по соответствующей доле в обязательствах и ее пропорциональной доле в доходах и расходах согласно требованиям МСБУ 31. См. раздел «Представление финансовой информации и данных о запасах и иных сведениях – Представление информации о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях» «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения» и «Некоторая финансовая и другая информация». Руководство полагает, что метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях обеспечивает более надежную и актуальную информацию, согласуется с МСФО и учетной политикой Компании.

Согласно требованиям МСФО, Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях (вместо метода пропорциональной консолидации).

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 организациях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних организаций в совместных предприятиях. Аналогичным образом, сведения, представленные в настоящем Базовом проспекте по добыче и запасам, и иные подобные сведения об ассоциированных организациях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних организаций в ассоциированных организациях. В некоторых разделах настоящего Базового проспекта Компания приводит сведения по добыче и запасам, и иные подобные сведения в отношении Компании и ее дочерних организаций, а также совместно контролируемых активов отдельно от сведений по добыче и запасам совместно контролируемых предприятий, учет которых осуществляется методом по доле участия, в целях обеспечения определенной увязки с финансовым учетом по соответствующим организациям.

Доходы Компании поступают 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 четырем производственным сегментам: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и 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, информационные и иные вспомогательные сервисные услуги. В 2009 году крупнейшим производственным сегментом, приносящим наибольший доход, являлась переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов, а крупнейшим производственным сегментом с точки зрения чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа. См. раздел *«Производственные сегменты»* ниже.

В 2009 году общая сумма дохода Компании снизилась на 15,7% до 1 589,5 млрд. тенге по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге в 2008 году. Чистая прибыль Компании в 2009 году снизилась на 51,3% и составила 190,6 млрд. тенге по сравнению с 391,1 млрд. тенге в 2008 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года общая стоимость активов Компании составляла 5 126 млрд. тенге по сравнению с 3 906,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. Общая стоимость активов Компании в 2009 году выросла как органически, так и благодаря приобретениям. Наиболее значимым приобретением в 2009 году явились: (i) в ноябре 2009 года – приобретение 50%-ной доли в активах ММГ по разведке и добыче; (ii) в августе 2009 года – приобретение 100%-ной доли в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, совместно с 58%-ной долей в АО «Павлодарский НПЗ» – организации, владеющей лицензиями на эксплуатацию Павлодарского НПЗ; (iii) в июне 2009 года – приобретение оставшейся 25%-ной доли в «Ромпетрол»; (iv) в апреле 2009 года – приобретение дополнительной 49,9%-ной доли в KPV, в результате чего Компания стала собственником 100%-ной доли в KPV, и фактическое бенефициарное участие Компании в КТК возросло до 20,75%; а также (v) в феврале 2008 года – приобретение 100%-ной доли участия в «Батуми Индастриал Холдингз Лимитед» и «Батуми Капитал Партнерз Лимитед», в собственности и эксплуатации которых находятся Батумский порт и нефтеналивной терминал. В дополнение к вышеперечисленным приобретениям, общая стоимость активов Компании выросла в 2009 году в сравнении с 2008 годом благодаря дальнейшим инвестициям Компании в СевероКаспийский проект в рамках требований о вложении денежных средств в 2009 году..

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании в 2009 году по сравнению с 2008 годом, которые могут повлиять на показатели деятельности в будущем, являются: (i) текущая экономическая ситуация; (ii) колебания цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки; (iii) колебания объемов добычи сырой нефти, газа и производства нефтепродуктов; (iv) влияние изменений валютного курса на экспорт и операционную рентабельность; (v) приобретения; (vi) изменения в доле дохода совместных предприятий и ассоциированных организаций, признаваемых Компанией и ее дочерними организациями (vii) налогообложение, включая налог на сверхприбыль и другие платежи и (viii) тарифы на транспортировку нефти и газа.

Текущая экономическая ситуация

Казахстанская экономика чувствительна к спадам на рынке и снижению темпов экономического развития в мире. Результатом продолжающегося по настоящее время глобального экономического кризиса, 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 наблюдавшееся до середины 2009 года ослабление спроса и снижение цен на сырую нефть и другие сырьевые материалы. Неопределенность на мировых финансовых рынках привела к ухудшению положения многих банков по всему миру, включая банки в Казахстане, и оказала давление в сторону понижения на денежные системы рынков развивающихся стран, в том числе и на тенге. Казахстан продолжает реализацию экономических реформ и развитие своей законодательной, налоговой и правовой базы. Несмотря на то, что Правительство внедрило ряд стабилизационных мер, направленных на обеспечение ликвидности и поддержание рефинансирования иностранного долга для казахстанских банков и предприятий, сохраняется неопределенность в отношении доступа Компании к капиталу и стоимости капитала. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой мере зависит от указанных реформ и событий, от эффективности экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, принимаемых Правительством. Глобальные экономические обстоятельства и связанные с ними события в Казахстане оказали существенное неблагоприятное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности в 2008 году (несмотря на некоторое восстановление во второй половине 2009 года) и в целом в 2009 году, и это воздействие может продолжаться в последующем. См. раздел *«Результаты производственной деятельности»*.

Хотя Компания не может достоверно оценить, какое влияние может оказать дальнейшее ухудшение экономической ситуации на финансовых рынках или повышение волатильности национальных валют, цен на сырьевые материалы и на рынках ценных бумаг в какие-либо годы после 31 декабря 2009 года, на ее финансовое положение и результаты ее деятельности на консолидированной основе, коммерческая деятельность Компании может продолжать испытывать на себе негативное воздействие в условиях общего экономического спада и 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 негативное влияние на коммерческую деятельность Компании, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты производственной деятельности. Компания намерена продолжить оценку потенциального воздействия этих условий, которые в будущем могут привести к снижению ее консолидированных финансовых потоков и результатов деятельности.

Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты

Цены на сырую нефть и нефтепродукты на международном и казахстанском рынке оказывают значительное влияние на результаты деятельности Компании. Мировые цены на нефть характеризуются сильными колебаниями вследствие влияния общего баланса спроса и предложения на мировом рынке. См. раздел *«Количественные и качественные данные о рыночных рисках – Риски связанные с ценами на нефть, газ и нефтепродукты»*. Цены на сырую нефть были особенно подвержены колебаниям на протяжении 2008 и 2009 годов, достигнув в июле 2008 года своего пика, затем резко упали в конце 2008 года и оставались на низком уровне на протяжении первой половины 2009 года, а во второй половине 2009 года началось их восстановление. Согласно данным Службы энергетической информации, средняя цена сырой нефти марки Brent в декабре 2008 года составляла 40 долларов США за баррель, что на 70% меньше средней цены в 133 доллара США за баррель в июле 2008 года. Хотя цены на нефть в целом выросли в 2009 году до 74 долларов США за баррель по состоянию на декабрь 2009 года, что составляет увеличение на 85% по сравнению с ценами в декабре 2008 года, на дату настоящего Базового проспекта, цена сырой нефти продолжает быть значительно ниже рекордно высоких цен, которые в прошлом оказали существенное положительное воздействие на деятельность Компании, перспективы ее развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты производственной деятельности. На 31 марта 2010 года цена на сырую нефть марки Brent

составила 82,7 доллара США за баррель.

Падение цен на нефть с середины 2008 года до середины 2009 года во многом связывают с ухудшением глобальной экономической ситуации и падением спроса на сырую нефть. В своем отчете за апрель 2010 года Служба энергетической информации повторила свои прогнозы о том, что мировое потребление нефти возрастет на 1,5 миллиона баррелей в сутки в 2010 году и на 1,6 баррелей в сутки в 2011 году. Служба энергетической информации отметила, что данные прогнозы роста продиктованы ожидаемым восстановлением мировой экономики, при этом ожидается рост мирового валового внутреннего продукта более чем на 3% в год. Цены на нефть и газ являются ключевыми факторами, влияющими на результаты деятельности Компании, и их снижение оказало и может продолжать оказывать негативное влияние 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. См. раздел *«Колебания цен на сырую нефть, газ и нефтепродукты»*.

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 значительное влияние 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. В соответствии с договором от 8 сентября 2006 года между Компанией и РД КМГ (далее – **Соглашение о взаимодействии**) РД КМГ также обязан продавать не менее 2,2 млн. тонн сырой нефти ТД КМГ, которую ТД КМГ перерабатывает на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов для сбыта на местном казахстанском рынке. Цена на сырую нефть по договору купли-продажи устанавливается из расчета ее себестоимости, включая расходы на транспортировку, плюс маржа в размере 3%, что, в общем, ниже международных рыночных цен. См. раздел *«Производственные сегменты – »*, где описывается Соглашение о взаимодействии. Компания предполагает, что экспортные цены будут оставаться более высокими по сравнению с внутренними ценами, и соответственно будет стремиться максимизировать долю экспортных продаж. Повышение доли экспорта может положительно повлиять на результаты деятельности Компании, тогда как соответственно увеличение доли продаж внутри страны может негативно на них сказаться. См. раздел *«Результаты деятельности – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов»*.

Несмотря на то, что продажи нефтепродуктов до приобретения компании «Ромпетрол» в 2007 году осуществлялись в основном на местном рынке по ценам ниже международных рыночных цен, определяемым Правительством, продажи продуктов нефтепереработки традиционно в большей степени зависели от цен на нефтепродукты в Казахстане и в меньшей степени от соседних стран, в частности от России. В частности, учитывая упразднение таможенной экспортной пошлины по отгрузкам в Россию, Компания предполагает экспортировать в Россию значительную часть своих нефтепродуктов, произведенных на Павлодарском НПЗ. С приобретением Компанией компании «Ромпетрол», которая владеет нефтеперерабатывающим заводом в Румынии, Компания начала продавать продукты нефтепереработки на европейских рынках.

Новый закон о трансфертном ценообразовании, вступивший в силу 1 января 2009 года, ограничивает использование торговых партнеров в определенных оффшорных зонах. Компания в

настоящее время приводит в соответствие с новым законом свою структуру продаж на экспорт.

В мае 2009 года РД КМГ заключил сделки с производными ценными бумагами в отношении значительной части месячных объемов добычи нефти, которые призваны защитить движение денежных средств РД КМГ в условиях низких цен на нефть. В результате этих сделок РД КМГ получит выгоду в случае, если цена на сырую нефть сорта Brent упадет ниже 40 долларов США за баррель, но если цена на нефть сорта Brent будет находиться на отметке от 75 до 77 долларов США за баррель, это приведет к обязанности РД КМГ производить выплаты по договорам. Кроме этих сделок с производными ценными бумагами, другие инструменты хеджирования цен на сырье Компания не использует.

Изменения в добыче сырой нефти, газа и производстве нефтепродуктов

Способность Компании получать доход зависит главным образом от добычи нефти и газа и производстве нефтепродуктов.

Компания добывает сырую нефть, газ и производит нефтепродукты через свои производственные дочерние организации, которые полностью консолидированы в Компании, а также через свои совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации. Однако, в связи с тем, что Компания отчитывается по своим совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям 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 совместно контролируемыми предприятиями и ассоциированными организациями. Поэтому, в контексте обсуждения прибыли Компании и расходов на реализацию, данные по добыче и производству предоставлены только по Компании и ее дочерним организациям (за исключением добычи и производства совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций).

Добыча сырой нефти

На объемы добытой РД КМГ нефти приходится 100% консолидированного объема добычи сырой нефти Компании в 2009 и 2008 годах.

В 2009 году консолидированный объем нефти, добываемой Компанией, снизился на 5,4% до 9,0 млн. тонн с 9,5 млн. тонн в 2008 году, в основном в связи с решением РД КМГ сократить расходы в целях повышения эффективности производства и в иных отношениях ограничения добычи в связи с мировым финансовым кризисом.

Производство газа

На объемы добытого РД КМГ газа приходится 100% консолидированного объема добычи газа Компании в 2009 и 2008 годах, соответственно. В 2009 году уровень консолидированной добычи газа Компании (включая природный и попутный газ) снизился на 30,8% до 0,8 млрд. м³ с 1,3 млрд. м³ в 2008 году, в основном в связи с решением РД КМГ сократить расходы в целях повышения эффективности производства и в иных отношениях ограничения добычи в связи с мировым финансовым кризисом.

Кроме того, уровень утилизации попутного газа возрос, поскольку объем газа, сжигаемого в факелах, продолжал снижаться на месторождениях РД КМГ, благодаря вводу в строй новых мощностей по утилизации газа.

Производство нефтепродуктов

По производству нефтепродуктов консолидированный объем производства Компании включает в себя объемы, производимые на Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ, НПЗ Петромида и НПЗ «Вега». В 2009 году консолидированный объем производства нефтепродуктов возрос на 18,9% до 10,1 млн. тонн с 8,2 млн. тонн в 2008 году, в основном за счет приобретения Павлодарского НПЗ в 2009 году.

Влияние изменений обменного курса на экспорт и операционную маржу

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 деноминирована в долларах США. Следовательно, изменение курса тенге по отношению к доллару США может существенно влиять на консолидированные результаты деятельности Компании. 4 февраля 2009 года НБК девальвировал тенге на 18% по отношению к доллару США вследствие давления на внешний торговый баланс Казахстана из-за падения цен на сырье (в особенности на нефть и газ). Девальвация тенге также преследовала цель повышения конкурентоспособности казахстанского экспорта. На 31 декабря 2009 года официальный курс тенге к доллару США, установленный НБК, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая обесценение тенге к доллару США на 22,8% в сравнении с 31 декабря 2008 года. 13 апреля 2010 года официальный курс тенге к доллару США, установленный НБК, составлял 146,67 тенге за 1 доллар США.

Девальвация тенге позитивно повлияла на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса (в 2009 году, 80% доходов Компании были номинированы в долларах США, в то время как 40% затрат на продажи были номинированы в тенге). С другой стороны, Компания имеет значительные долговые обязательства в долларах США и девальвация тенге по отношению к долларам США привела к значительным убыткам из-за курсовой разницы, которые были признаны в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании. Хотя определенные дочерние предприятия Компании, такие как РД КМГ, получающие значительные доходы в долларах США и имеющие относительно небольшие долговые обязательства в долларах США, получают выгоду от девальвации тенге по отношению к доллару США, вместе с тем из-за значительного количества общих заимствований, деноминированных в долларах США, девальвация тенге оказывает негативное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее финансово-хозяйственной деятельности.

Компания в настоящее время не использует механизмы хеджирования валютного курса.

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

Год, закончившийся	Средний курс за период⁽¹⁾	На конец периода
	<i>(тенге за 1 доллар США)</i>	
31 декабря 2008	120,29	120,79
31 декабря 2009	147,50	148,36

Примечание:

(1) Средний курс приведен в соответствии с данными НБК на каждый месяц соответствующего года. Курс обмена тенге к доллару США, установленный НБК на 13 апреля 2010 года, составил 147,67 тенге за 1 доллар США.

Приобретения

За последние два года Компания сделала ряд крупных приобретений, которые повлияли и будут влиять на результаты деятельности Компании:

Консолидированные дочерние организации

В 2008 и 2009 годах Компания сделала несколько значительных приобретений компаний, которые в настоящее время рассматривает в качестве своих консолидированных дочерних

организаций. Указанные приобретения оказали и по прогнозам продолжат оказывать существенное влияние на доходы, прибыли и активы Компании.

Павлодарский НПЗ. В августе 2009 года Компания приобрела контрольный пакет, принадлежавший ММГ, в Павлодарском НПЗ по цене 181,0 млрд. тенге (1,2 млн. долларов США). Приобретение Компанией ММГ было обусловлено отдельной продажей в пользу Компании Павлодарского НПЗ. Павлодарский НПЗ – крупнейший и самый технически передовой НПЗ в Казахстане, имеющий проектную мощность по переработке нефти 7,5 млн. тонн в год. Компания профинансировала приобретение Павлодарского НПЗ за счет средств, полученных от операции репо с НБК, в рамках которой НБК предоставил Компании заем на сумму 180,5 млрд. тенге под залог облигаций, выпущенных на КФБ фондом «Самрук-Казына» на основную сумму 190 млн. тенге в пользу Компании в обмен на облигации, выпущенные на КФБ со стороны Компании в пользу фонда «Самрук-Казына» на ту же сумму. См. раздел « – Долговые обязательства».

Компания зафиксировала гудвилл в размере 162,1 млрд. тенге в связи с приобретением Павлодарского НПЗ на основании предварительной справедливой стоимости поддающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств по состоянию на дату приобретения. Невозможно с уверенностью сказать, что Компания не испытает некоторого обесценения гудвилла при завершении окончательного определения справедливой стоимости. См. раздел «*Факторы риска – факторы риска, относящиеся к деятельности Компании. Может произойти обесценение гудвилла Компании в связи с приобретениями или ежегодной переоценкой обесценения.*».

В связи с приобретением Компанией Павлодарского НПЗ, Компания также рассматривает вопрос о приобретении сети розничных автозаправочных станций «Гелиос» (далее – «Гелиос»). Переговоры между Компанией и нынешними акционерами «Гелиоса» продолжаются. До завершения потенциального приобретения Компания согласилась производить переработку сырой нефти для удовлетворения всех потребностей «Гелиоса» на Павлодарском НПЗ в рамках толингового соглашения по фиксированным ценам сроком до двух лет.

«Ромпетрол». 28 ноября 2007 года ТД КМГ приобрел 75% выпущенных и находящихся в обращении акций компании «Ромпетрол» у г-на Патрисиу Дину, гражданина Румынии, который в то время занимал должность председателя и главного исполнительного директора этой компании, и г-на Стивенсона Филиппа, гражданина США, за общую сумму в 199 млрд. тенге. В июне 2009 года Компания осуществила права по Опциону «Ромпетрол» и приобрела оставшуюся часть выпущенного и находящегося в обращении акционерного капитала компании «Ромпетрол» по цене 100 млн. долларов США, и на дату настоящего Базового проспекта Компании принадлежит 100% участия в компании «Ромпетрол». Компания «Ромпетрол» – это мультинациональная нефтяная компания с головным офисом в Амстердаме (Нидерланды), осуществляющая свою деятельность в 13 странах. Основной деятельностью компании «Ромпетрол» является переработка нефти на нефтеперерабатывающем заводе Петромидиа, а также компания осуществляет реализацию нефтепродуктов на территории Румынии, Франции и в Черноморском регионе. В 2009 году доходы компании «Ромпетрол» составили 4,7 млрд. долларов США, а чистые убытки 161,8 млн. долларов США.

На 31 декабря 2009 года компании «Ромпетрол» принадлежало 76,39% акций в «Rompetro Rafinare». В феврале 2010 года ТД КМГ направил обязательное тендерное предложение о приобретении акций «Rompetro Rafinare», которые ему не принадлежали. В результате указанного тендерного предложения компания «Ромпетрол» приобрела дополнительно 21,61% акций «Rompetro Rafinare», таким образом на дату настоящего Базового проспекта компании «Ромпетрол» принадлежат 98,00% акций «Rompetro Rafinare». В 2010 году компания «Ромпетрол» намерена осуществить операцию «вытеснения» на Фондовой бирже Бухареста для получения остальных находящихся в открытом обращении акций и 100% участия в «Rompetro Rafinare».

В 2003 году дочернее предприятие «Rompetro Rafinare», большая часть капитала которого принадлежит «Ромпетрол» и которое владеет и управляет нефтеперерабатывающим заводом Петромидиа, выпустило Конвертируемое обязательство «Ромпетрол». Конвертируемое обязательство «Ромпетрол» предусматривает, что конвертируемый долг может быть погашен путем оплаты денежных средств или акциями завода «Rompetro Rafinare». Срок погашения Конвертируемого обязательства «Ромпетрол» наступает 30 сентября 2010 года. В случае если Конвертируемое обязательство

«Ромпетрол» к сроку погашения будет конвертировано в акции, «Ромпетрол» потеряет контроль над «Rompetrol Rafinare» и НПЗ Петромида. Несмотря на то, что в 2004 году совет директоров компании «Ромпетрол» принял решение о том, что Конвертируемое обязательство «Ромпетрол» будет погашено исключительно в виде акций, руководство Компании после этого неоднократно выражало намерение произвести погашение Конвертируемого обязательства «Ромпетрол» частично акциями, частично денежными средствами для сохранения контроля компании «Ромпетрол» над «Rompetrol Rafinare» и нефтеперерабатывающим заводом Петромида. Справедливая стоимость долгового компонента Конвертируемого обязательства «Ромпетрол», которая отражена в долгосрочных заимствованиях в Финансовой отчетности Компании за 2009 год, составила 15,8 млн. евро на 31 декабря 2009 года. При условии, что «Ромпетрол» погасит все или часть своих обязательств по Конвертируемому обязательству «Ромпетрол» денежными средствами, у Компании может возникнуть необходимость создать провизию в отчете о совокупных доходах для отражения разницы между текущей справедливой стоимостью долгового компонента Конвертируемого обязательства «Ромпетрол» и денежной суммы расчета.

Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации

В 2008 и 2009 годах Компания приобрела доли участия в нескольких значительных совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях, которые учитываются в консолидированной финансовой отчетности Компании методом учета по доле участия. При методе учета по доле участия Компания признает свою долю чистой прибыли или убытков в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях отдельной статьей в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе. Соответственно, указанные приобретения оказали и, как ожидается, будут продолжать оказывать существенное влияние только на прибыль Компании.

ММГ. 15 апреля 2009 года Компания, следуя указаниям Правительства, согласилась приобрести 50%-ную долю в активах по разведке, принадлежащих ММГ – пятому в Казахстане предприятию по объему добычи нефти. Остальная 50%-ная доля была приобретена CNPC E&D – китайской государственной нефтегазовой компанией. 25 ноября 2009 года приобретение было завершено. Покупная цена составила 2,6 млрд. долларов США. Акции ММГ были приобретены через MIBV – совместное предприятие, принадлежащее Компании и CNPC E&D в равных долях. Сделка заключалась в приобретении нефтегазовых месторождений Каламкас и Жетыбай, а также других активов по разведке и добыче, в том числе лицензий на разведку и добычу свыше 15 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. Приобретение принадлежащих ММГ активов разведки и добычи финансировалось за счет средств, полученных по кредитному договору на сумму 3,0 млрд. долларов США, заключенному MIBV с Экспортно-импортным банком Китая 15 апреля 2009 года (далее – **Кредит ММГ**). Кредит ММГ предусматривает безоборотное финансирование под обеспечение в виде залога акций ММГ и акций MIBV. Сделка была утверждена, среди прочих, Европейской комиссией и местными антимонопольными органами.

В 2009 году общий объем добычи ММГ составил 5,7 млн. тонн сырой нефти, и по состоянию на 31 декабря 2009 года, в соответствии с казахстанской методикой учета, ММГ владел в совокупности запасами категории А+В+С1 сырой нефти в объеме 86,3 млн. тонн, которые относятся на Компанию. В 2009 году консолидированный доход ММГ составил 363,6 млрд. тенге, чистая прибыль – 72,7 млрд. тенге, и на 31 декабря 2009 года общая стоимость активов составила 276,4 млрд. тенге, а акционерный капитал – 108,0 млрд. тенге.

Приобретение доли ВР в КРV. В апреле 2009 года Компания приобрела у ВР долю в размере 49,9% в КРV за 250 млн. долларов США, в результате чего Компания в настоящее время владеет 100% долей в КРV, при этом фактическое бенефициарное участие в КТК возросло с 19% до 20,75%. Только акционеры КТК имеют права на перекачивающие мощности Трубопровода КТК, состоящее из преимущественных прав на перекачивающие мощности в определенных объемах и прав на использование перекачивающих мощностей трубопровода, не задействованных другими акционерами. Преимущественные права и права на излишние перекачивающие мощности по Трубопроводу КТК распределяются на основании соглашения акционеров КТК, а не привязаны к пропорциональному соотношению долей участия в совместном предприятии. Преимущественные права на перекачивающие мощности, принадлежащие Компании, позволяют ей транспортировать 5,76 млн. тонн нефти в год.

Изменения доли дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных

организаций

Компании принадлежат значительные доли, как прямо, так и через ее дочерние организации, в ряде совместно контролируемых предприятий, среди которых крупнейшими являются ТШО, «КазРозГаз», ПКИ, Казгермунай и «Valsera Holdings B.V.», в косвенной собственности которого находится Шымкентский НПЗ через принадлежащую ему долю 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс». Согласно МСБУ 31, который применяется именно к долям в совместных предприятиях, участникам совместно контролируемых предприятий дается право выбора между двумя методами бухгалтерского учета своих долей в совместно контролируемых предприятиях в своей консолидированной финансовой отчетности – «метод пропорциональной консолидации» и «метод учета по доле участия». До 31 декабря 2008 года доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях учитывались методом пропорциональной консолидации, согласно которому пропорциональная доля в активах, обязательствах, доходах и расходах совместно контролируемого предприятия признается построчно с аналогичными статьями финансовой отчетности Компании. С 2009 года доли Компании и ее дочерних организаций в совместно — контролируемых 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. Несмотря на то, что применение пересмотренного метода учета существенно сокращать показатели дохода, валовой прибыли и расходов Компании, это не оказывает существенного влияния на чистую прибыль Компании. Это также существенно снизит активы и обязательства Компании, не оказывая существенного воздействия на стоимость чистых активов. Поскольку переход Компании на метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях также позволит сократить общую сумму обязательств Компании, в том числе заимствований, отражаемых в консолидированной финансовой отчетности, предполагается, что этот метод способен дать Компании больше гибкости в плане поддержания финансовых показателей и других финансовых обязательств в рамках ее различных финансовых соглашений.

Учет долей участия в совместно контролируемых активах продолжает осуществляться по методу пропорциональной консолидации, поскольку он является единственным методом, разрешенным МСФО для совместно контролируемых активов. Существенная доля участия Компании в совместно контролируемых активах представлена ее долей участия в Северо-Каспийском проекте (месторождение «Кашаган»).

Ассоциированные организации 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 организации, также как и в случае инвестиций в совместно контролируемые предприятия, составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних организаций в ассоциированных организациях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных организаций и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Финансовой отчетности за 2009 год.

В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций (вместо метода пропорциональной консолидации).

В 2008 и 2009 годах Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО и других совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, в том числе доход после уплаты налогов, относимый на долю Компании в размере 20% в совместно контролируемых предприятиях в ТШО в размере 145,3 млрд. тенге и 111,0 млрд. соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 239,8 млрд. тенге и 171,7 млрд. тенге, соответственно. Таким образом, на прибыльность Компании существенно влияют результаты деятельности таких совместно контролируемых предприятий, над которым она не имеет полного контроля.

Налогообложение

С 1 января 2009 года в Казахстане вступил в силу новый налоговый кодекс (далее – **Налоговый кодекс 2009 года**), в соответствии с которым, наряду с другими изменениями, была уменьшена ставка корпоративного подоходного налога, внесены изменения в порядок исчисления налога на сверхприбыль, был введен новый налог на добычу полезных ископаемых вместо ранее применимого режима роялти, фактически была заменена пошлина на экспорт нефти и введен новый рентный налог. Более того, Налоговым кодексом 2009 года отменена налоговая стабилизация для подавляющего большинства Контрактов на недропользование в Казахстане (за исключением существующих соглашений о разделе продукции и контрактов, утвержденных Президентом). Предполагается, что согласно Налоговому кодексу 2009 года налоговое бремя предприятий нефтегазового сектора, в том числе Компании, возрастет, в частности вследствие введения нового налога на добычу полезных ископаемых, в особенности по мере повышения цен на нефть.

Корпоративный подоходный налог

Согласно Налоговому кодексу 2009 года предусмотренная законом ставка корпоративного подоходного налога была снижена до 20% в 2009 году с 30% в 2008 году. Налоговым кодексом 2009 года первоначально было предусмотрено поэтапное снижение ставки корпоративного подоходного налога до 17,5% в 2010 году и до 15% с 2011 года и далее, и соответственно, расчеты Компании по отложенным налогам и подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2008 года и за 2008 год отражали ожидаемые налоговые изменения. Однако, в 2009 году Парламент принял дальнейшие поправки в Налоговый кодекс 2009 года, вступившие в действие с 1 января 2009 года, согласно которым ставка предусмотренного законом корпоративного подоходного налога остается на уровне 20% в период с 2009 по 2012 год, включительно; снижение ставки до 17,5% вступит в силу в 2013 году, а до 15% – с 2014 года и далее. Вследствие внесения указанных поправок в Налоговый кодекс 2009 года, Компания была вынуждена пересчитать свои расходы по отложенным налогам и расходы по подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2009 года и за 2009 год для отражения данных ставок.

До введения в действие нового Налогового кодекса 2009 года с 1 января 2009 года, установленная законодательством ставка корпоративного подоходного налога в Казахстане, где в основном осуществляется деятельность Компании, составляла 30%. Кроме того, как более подробно описано ниже, в соответствии с лицензией и контрактами на добычу Компания обязана производить уплату налога на сверхприбыль, если ее внутренняя норма прибыли, рассчитанная на основе налогового учета, превышает 20% в отношении добычи и продаж сырой нефти. Разница между установленной законом и действующей ставкой налога для Компании в 2008 году возникает главным образом из-за применения налога на сверхприбыль и рядом расходов, которые в соответствии с казахстанским законодательством не относятся на вычеты при расчете корпоративного подоходного налога. Не подлежащие вычету расходы относятся к неосновным видам деятельности, как определено в соответствующих Контрактах на недропользование и налоговом законодательстве.

Отложенный налог у источника выплаты

В соответствии с применимым налоговым законодательством, дивиденды, получаемые от казахстанских налогоплательщиков, подлежат освобождению от уплаты налога, удерживаемого у источника выплаты. С 2007 года по 2009 год Компания получала дивиденды от ТШО за вычетом налога у источника выплаты, хотя ТШО является казахстанским налогоплательщиком, поскольку не ясно, применяется ли освобождение от уплаты налога у источника выплаты в рамках режима налоговой стабилизации, применимого к ТШО. Компанией подан иск об отмене налога у источника по дивидендам ТШО, но по состоянию на 31 декабря 2009 года Компания не достигла успеха и, соответственно, Компания приняла решение признать отложенный налог у источника выплаты по нераспределенным дивидендам ТШО, т.к. считает, что в последующие годы Компания вероятно будет продолжать получать дивиденды от ТШО за вычетом налога у источника выплаты.

Налог на сверхприбыль До 1 января 2009 года налог на сверхприбыль рассчитывался применительно к Компании на основе внутренней нормы прибыли в финансовом году. Налог на сверхприбыль по прогрессирующей ставке начислялся на любые суммы свыше 20% внутренней

нормы прибыли по месторождениям по каждому Контракту на недропользование.

В таблице ниже указаны ставки налога на сверхприбыль, применявшиеся к большинству Контрактов на недропользование Компании до 1 января 2009 года.

<u>% превышения внутренней нормы прибыли за финансовый год</u>	<u>Ставка налога на сверхприбыль</u>
Суммы от 20% до 22%	4%
Суммы от 22% до 24%	8%
Суммы от 24% до 26%	12%
Суммы от 26% до 28%	18%
Суммы от 28% до 30%	24%
Суммы, превышающие 30%	30%

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года были внесены изменения в порядок исчисления налога на сверхприбыль. Если раньше базой для начисления налога на сверхприбыль составляла внутренняя норма прибыли по каждому месторождению, то налоговой базой для исчисления нового налога на сверхприбыль является отношение доходов к вычитаемым расходам, определяемым по каждому месторождению в соответствии с правилами бухгалтерского учета в Республике Казахстан, и колеблется от 0 до 60%, исходя из соотношения доходов к вычетам по каждому месторождению. Руководство Компании полагает, что новый налог на сверхприбыль будет менее обременительным в отношении месторождений с низким коэффициентом соотношения доходов и расходов, но более высоким для месторождений с высоким коэффициентом соотношения доходов и расходов.

Экспортная пошлина/Рентный налог

В мае 2008 года, ввиду рекордных цен на нефть, Правительство ввело новую пошлину на экспорт сырой нефти в размере 109,91 долларов США за тонну. Это соответственно увеличило экспортные пошлины до 203,9 долларов США за тонну в третьем квартале 2008 года. Данная экспортная пошлина значительно увеличила общую налоговую нагрузку на Компанию в 2008 году. В то время как новые пошлины не применяются к производителям нефти, работающим по существующим соглашениям о разделе продукции, или производителям, чьи контракты на недропользование предусмотрен пункт о стабилизации, таким как ТШО и КСКП, все месторождения Компании, кроме месторождений ТШО и КСКП, облагались новой экспортной пошлиной в 2008 году. В 2008 году Компания выплатила в бюджет 72 млрд. тенге в качестве оплаты экспортных пошлин. Вместе с тем, экспортные пошлины рассматриваются в качестве вычитаемых затрат и не включаются в совокупный налогооблагаемый доход, что смягчило в некоторой степени воздействие на финансовое положение Компании. Экспортная пошлина была фактически отменена в январе 2009 года.

Налоговым кодексом 2009 года был введен новый рентный налог на экспорт сырой нефти и газового конденсата, который фактически заменил предыдущие экспортные пошлины. В соответствии с прежним налоговым кодексом, рентный налог применялся при ценах на нефть, начиная с 19 долларов США за баррель в размере 1% и до максимальной ставки 33%, которая применялась при ценах на нефть, превышающих 40 долларов США за баррель. В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, рентный налог на экспорт в размере 7% применяется в случае, если цена на нефть превышает 40 долларов США за баррель и до максимальной ставки 32%, которая применяется в случае, когда цена на нефть превышает 180 долларов США за баррель. Относительное воздействие этого изменения на режим уплаты рентного налога в основном зависит от состояния цен на нефть.

Налог на добычу полезных ископаемых/Роялти

Руководство Компании полагает, что новый налог на добычу полезных ископаемых, который фактически заменяет собой роялти, (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти

государству) приведет к увеличению общей налоговой нагрузки на добывающие компании. Раньше ставка роялти составляла от 2 до 6% средневзвешенной цены на нефть, добытой на соответствующем месторождении, за минусом транспортных и других определенных расходов; новый налог на добычу полезных ископаемых согласно Налоговому кодексу 2009 года с поправками основан на мировой цене на нефть, умноженной на объем нефти и газа, добытого на определенном месторождении, без каких-либо вычетов, по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013 году и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газового конденсата на нефтеперерабатывающие предприятия в Казахстане, вышеупомянутые ставки налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5. Правительство имеет право уменьшать ставку налога на добычу полезных ископаемых при рассмотрении каждого проекта по отдельности в случае, если добыча нефти на месторождении сопряжена с трудными условиями разработки месторождения. Компания в настоящее время ведет переговоры с Правительством в отношении применения более благоприятных ставок налогообложения для нефти, добываемой на месторождениях на поздних стадиях разработки.

Кроме того, Налоговый кодекс 2009 года устанавливает, что налог на прирост капитала, возникающий в результате продажи доли участия в юридическом лице, подлежит оплате только в том случае, если 50 или более процентов имущества такого лица связаны с недропользованием в Республике Казахстан. Равным образом, нерезиденты сейчас освобождены от налога у источника на дивиденды, получаемые от казахстанских предприятий, за исключением тех случаев, когда (i) они владеют долей участия в таком предприятии три или менее года, или (ii) 50% или более процентов стоимости уставного капитала составляет имущество лиц, являющихся недропользователями в Казахстане. — — — —

Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа

Доходы Компании от транспортировки нефти и газа поступают по тарифам, оплачиваемым ее заказчиками.

Доходы от транспортировки нефти в основном поступают от КТО по долгосрочным контрактам на транспортировку сырой нефти по эксплуатируемой КТО системе нефтепроводов. КТО считается естественной монополией, взимаемые им тарифы устанавливаются Антимонопольным агентством с возможностью повышения тарифов только один раз в год. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. В 2008 и 2009 годах тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 303 тенге за тонну за один км. В 2008 и 2009 годах тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 3 015 тенге за тонну на тысячу км и с 1 января 2010 года был увеличен до 3 331 тенге за тонну на тысячу км. См. раздел *«Деятельность – Тарифы на услуги по транспортировке сырой нефти и минимальные объемы»*.

Доходы от транспортировки газа в основном поступают от ИЦА по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через эксплуатируемую ИЦА систему газопроводов. Согласно Закону о естественных монополиях и Договору концессии, тарифы ИЦА на транспортировку природного газа внутри страны подлежат регулированию Антимонопольным агентством. В соответствии с Договором концессии Казахстан согласился с правом ИЦА свободно изменять, определять и согласовывать тарифы на международную транспортировку со своими контрагентами по международной транспортировке без регулирования Антимонопольным агентством. Таким образом, большинство тарифов на международную транспортировку газа определяется в договорах и, следовательно, могут быть изменены в порядке, предусмотренном применимым договором. Договорные тарифы зависят от величины расходов плюс средняя рентабельность активов. В 2009 и 2008 годах тариф на транспортировку природного газа внутри страны составлял 171 тенге за 1 000 куб. м природного газа, транспортируемого на расстояние более 100 км для коммунальных предприятий, поставляющих газ частным потребителям и компаниям, поставляющим тепло, и 420 тенге за 1000 куб. м на расстояние свыше 100 км всем другим лицам. На 31 декабря 2009 и 2008 годов тарифы на международную транспортировку газа составляли 1,79 долларов США и 1,40 долларов США, соответственно, за 1 000 куб. м природного газа свыше 100 км трубопровода для транзита природного газа из России, Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. См. раздел *«Деятельность – Тарифы на*

транспортировку газа».

– Результаты деятельности

Доход

В 2009 году общий доход составил 1 589,5 млрд. тенге, что по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге в 2008 году. составляет сокращение на 296,1 млрд. тенге или 15,7%. Сокращение обусловлено, главным образом, уменьшением на 34,8% реализации сырой нефти и, в меньшей степени, увеличением на 5,6% объема продаж нефтепродуктов.

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

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г. (млрд. тенге)	
Продажи нефтепродуктов.....	1 045,2	1 107,1	(5,6)%
Продажи сырой нефти	429,1	658,1	(34,8)%
Плата за транспортировку	250,0	197,1	26,8%
Продажи продуктов переработки газа	64,0	61,7	3,7%
Прочие доходы.....	74,4	81,2	(8,3)%
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок.....	(273,2)	(219,6)	24,4%
Всего	1 589,5	1 885,6	(15,7)%

Продажи сырой нефти и нефтепродуктов

В 2009 году общий доход Компании от продажи нефти и нефтепродуктов сократился до 429,1 млрд. тенге по сравнению с 658,1 млрд. тенге в 2008 году. Сокращение было вызвано уменьшением средней цены за тонну сырой нефти на 31%, а также сокращением объема добычи на 9,5% на протяжении рассматриваемого периода.

В таблице ниже представлена информация о доходах Компании и объемах продаж нефти за указанные годы:

	Годы	
	2009	2008
Доход от продаж сырой нефти (млн. тенге) ¹⁾	429,1	658,1
Объем продаж сырой нефти (тыс. тонн) ²⁾	8 9779 486	
Средняя цена за тонну сырой нефти (тенге) ³⁾	47 78069 376	

Примечание:

- (1) После исключения взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу ТД КМГ.
- (2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним организациям после исключения взаиморасчетов внутри группы в пользу ТД КМГ.
- (3) Для целей настоящей таблицы, объемы производства ССЕЛ (которые составляют 914 400 тонн, приходящиеся на 50%-ную долю Компании в 2008 году) на долю Компании отнесены не были.
- (4) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продаж сырой нефти (после исключения взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу ТД КМГ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу ТД КМГ).

В таблице ниже приведены данные об экспортных продажах РД КМГ по Агентскому соглашению и продажах РД КМГ на внутреннем рынке в пользу ТД КМГ для дальнейшей переработки на Атырауском НПЗ за указанные годы:

Годы

	2009	2008
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн).....	6 946	7 001
Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (тенге).....	62 743	74 470
Продажи сырой нефти в пользу ТД КМГ (тыс. тонн).....	1 959	2 071
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу ТД КМГ.....	18 818	17 827

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспорте нефти другими дочерними организациями, совместно контролируемые предприятиями и ассоциированными организациями Компании, за исключением РД КМГ. Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ через ТД КМГ согласно Агентскому соглашению, уменьшился до 6 946 млн. тонн в 2009 году по сравнению с 7 001 млн. тонн в 2008 году.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке через ТД КМГ по Соглашению о взаимодействии составил в 2009 году 2,0 млн. тонн и в 2008 году 2,1 млн. тонн. Такое понижение было прежде всего вызвано снижением уровня добычи на месторождениях РД КМГ и повышением объемов сырой нефти, используемых для поддержания добычи на этих месторождениях. Несмотря на снижение объемов добычи, объемы внутренних продаж РД КМГ превышали минимальный требуемый по Соглашению о взаимодействии объем в 1,9 млн. тонн в год на Атырауский НПЗ.

В таблице ниже представлена информация об объемах продаж нефтепродуктов, где Компания выступает в роли принципала, исключая объемы давальческого сырья и продаж, за указанные годы:

	Годы	
	2009	2008
Продажи нефтепродуктов (млрд. тенге) ...	1 045,2	1 107,1
Объемы продаж нефтепродуктов (тыс. тонн).....	7 723	7 017
Средняя цена за тонну продуктов нефтепереработки (тенге)	135 339	157 774

Общий доход от продаж нефтепродуктов, полученный Компанией в 2009 году сократился на 5,6 % до 1 045,2 млрд. тенге по сравнению с 1 107,1 млрд. тенге в 2008 году. Указанное сокращение было в большей мере связано с понижением средней цены за тонну продуктов нефтепереработки на 14,2% на протяжении указанного периода.

В таблице ниже представлена информация об объемах продаж нефтепродуктов «Ромпетрол»:

	Годы	
	2008	2007
Продажи нефтепродуктов (млрд. тенге) ...	861 861	955 758
Объемы продаж нефтепродуктов (тыс. тонн).....	4 342	4 142
Средняя цена за тонну продуктов нефтепереработки (тенге)	198 494	230 748

Плата за транспортировку

В 2009 году доходы от транспортировки достигли 250,0 млрд. тенге по сравнению с 197,1 млрд. тенге в 2008 году, при этом рост составил 52,9 млрд. тенге или 26,8%. Такое увеличение связано, главным образом, с увеличением цен на транспортировку газа. В доход Компании от транспортировки входят платежи по договорам «отгрузи или плати», заключенным между Компанией и некоторыми из ее заказчиков, которые не осуществили транспортировку всех согласованных объемов, хотя при этом Компания и не несет никаких операционных расходов.

Плата за транспортировку газа

Компания через ИЦА получает доход от транспортировки природного газа по тарифам,

оплачиваемым заказчиками. См. разделы «Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа» и «Деятельность – Тарифы на транспортировку газа».

В таблице ниже приведены данные о доходах ИЦА от транспортировки за указанные годы:

	Годы	
	2009	2008
	(в млрд. тенге)	
Услуги по транспортировке:		
Центрально-азиатский газ (транзит)	106,9	81,9
Российский газ (транзит)...	13,7	9,8
Казахстанский газ (за пределы страны) ...	9,9	7,0
Казахстанский газ (в пределах страны) ...	2,6	2,8
Кыргызстанский газ (транзит) ...	0,3	0,7
Общие доходы от транспортных услуг ⁽¹⁾	133,4	102,2

Примечание:

(1) Без учета исключения взаиморасчетов внутри Компании.

Поступления от транспортировки газа в 2009 году возросли на 30,5% в сравнении с 2008 годом. Указанное увеличение поступлений от транспортировки газа в 2009 году в сравнении с 2008 годом, главным образом, было вызвано увеличением международных тарифов с 1,40 доллара США до 1,70 доллара США за 1 000 куб. м природного газа на расстояние свыше 100 километров трубопровода в 2009 году, а также девальвацией тенге к доллару США, произошедшей в 2009 году.

Плата за транспортировку нефти

Компания получает прибыль от транспортировки нефти через КТО по тарифам, оплачиваемым заказчиками. См. разделы «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа» и «Деятельность – Тарифы на услуги по транспортировке сырой нефти и минимальные объемы». –

В таблице ниже приведены данные о доходах КТО от транспортировки за указанные годы:

	Годы	
	2008	2007
	(в млрд. тенге)	
Трубопроводы КТО:		
Западная ветвь:		
Трубопровод УАС.....	56,2	52,3
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку в:		
Атырауский НПЗ	2,9	2,3
Морской порт Актау	5,0	6,3
Трубопровод КТК	3,5	3,6
Восточная ветвь осуществляет транспортировку в:		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу.....	15,3	12,1
Шымкентский НПЗ	5,2	5,9
Павлодарский НПЗ	1,2	1,2
Прочие платежи ⁽¹⁾ ...	8,4	8,3
Общий доход от транспортировки сырой нефти ⁽²⁾	97,7	92,0

Примечания:

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

(2) Без учета исключения взаиморасчетов внутри Компании.

Поступления от транспортировки сырой нефти в 2009 году в сравнении с 2008 годом увеличились на 6,2%. Так как КТО является естественной монополией и тарифы, взимаемые ею за транспортировку нефти по трубопроводу, устанавливаются Антимонопольным агентством с

возможностью изменения только раз в год. Соответственно, поскольку тарифы на транспортировку нефти оставались стабильными в период между 2008 и 2009 годами, увеличение поступлений от транспортировки нефти в 2009 году в сравнении с 2008 годом было главным образом обусловлено повышением объемов перевозки на 6,3% за период.

Продажи продуктов переработки газа

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продается компанией КТГ и сжиженный природный газ, продаваемый ТД КМГ. В 2009 году объем продаж газа составил 64,0 млрд. тенге в сравнении с 61,7 млрд. тенге за 2008 год, увеличившись на 2,3 млрд. тенге или 3,7%. –

Прочие доходы

Компания получает прочие доходы от тепло- и электроснабжения, продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, сжиженный газ и сера, сдачи в аренду (субаренду) недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту, дохода от договоров с производными ценными бумагами в отношении цены на нефть, заключенных дочерним предприятием ТД КМГ, продаж имущества Компании, а также за счет полученных в 2008 году роялти в натуральной форме.

С 2006 и до 2009 года ТД КМГ действовал в качестве агента Правительства РК, производя сбор роялти в натуральной форме от ТШО, АО «Тургай Петролеум», «Казгермунай», ПККР и других третьих лиц и получения комиссионное вознаграждение от продаж сырой нефти от имени Правительства РК. Комиссионное вознаграждение Компании определено как разница между ценой продажи нефти, полученной в результате такой договоренности и ценой такой нефти, определяемой по условиям соответствующего соглашения о разделе продукции, заключенного с МЭМР. Комиссионное вознаграждение учитывается как «Прочие доходы» в момент осуществления продаж сырой нефти. В течение 2008 года истек срок действия ряда соглашений ТД КМГ с различными добывающими компаниями, что в результате привело к уменьшению объема роялти. 1 января 2009 года Правительство отменило режим роялти для всех добывающих компаний, за исключением ТШО, которое продолжает выплачивать роялти государству).

В 2009 году прочие доходы составили сумму в размере 74,4 млрд. тенге в сравнении с 81,2 млрд. тенге в 2008 году, уменьшившись на 6,8 млрд. тенге или 8,3%. Такое уменьшение произошло, главным образом, за счет общего снижения объемов продаж тепловой и электроэнергии (что обусловлено сокращением потребления, а также, в меньшей степени, продажей Компанией в 2009 году «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго»), продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, СПГ и сера, аренды (субаренды) недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту.

Себестоимость реализованной продукции

В таблице ниже приведены данные о себестоимости реализованной продукции Компании за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г.	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Сырье и материалы.....	697,9	900,3	(22,5)%
Фонд заработной платы.....	97,0	80,3	20,8%
Износ, истощение и амортизация.....	81,4	76,7	6,1%
Налог на добычу полезных ископаемых.....	55,1	–	–
Ремонт и техническое обслуживание.....	34,1	35,0	(2,6)%
Электроэнергия.....	15,4	13,5	14,1%
Прочие налоги.....	5,6	6,9	(18,8)%
Роялти.....	–	28,4	(100)%
Прочее.....	60,6	58,2	4,1%
Всего.....	1 047,1	1 199,3	(12,7)%

В 2009 году себестоимость реализованной продукции составила 1 047,1 млрд. тенге в сравнении с 1 199,3 млрд. тенге в 2008 году, сократившись на 152,2 млрд. тенге или 12,7%. Такое сокращение произошло, главным образом, за счет уменьшения объемов реализации сырой нефти РД КМГ, а также транспортировки газа КТГ (в том числе в результате того, что некоторые заказчики КТГ не осуществили транспортировку всех согласованных объемов согласно условиям «отгрузи или плати», содержащимся в заключенных с ними договорах на транспортировку газа), а также вследствие реализации программы сокращения расходов, недавно запущенной Компанией в ответ на глобальный финансовый кризис.

Расходы на сырье и материалы, главным образом, состоят из расходов на материалы, топливо и энергоносители, использованные для обеспечения деятельности Компании, а также других расходов, включающих закупки нефти от третьих лиц. Сокращение расходов на сырье и материалы в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло в основном вследствие общего снижения цен на сырье (включая цен на сырую нефть, т.к. ТД КМГ приобретает некоторые объемы сырой нефти у третьих лиц для поставки на нефтеперерабатывающие заводы), а также вследствие реализации программы сокращения расходов Компании. В 2009 году в сравнении с 2008 годом, произошло увеличение расходов Компании на амортизацию, истощение и износ в основном вследствие приобретения и консолидации Павлодарского НПЗ. Увеличение фонда заработной платы в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло в основном вследствие приобретения Павлодарского НПЗ, а также увеличения затрат на оплату труда в компании «Ромпетрол», которая выплачивается в евро и соответственно были выше для Компании в тенговом выражении после девальвации тенге в феврале 2009 года.

Исключение затрат на оплату роялти в 2009 году было обусловлено отменой со стороны государства режима роялти для всех добывающих предприятий (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти государству) с 1 января 2009 года. Однако, согласно Налоговому кодексу 2009 года, режим роялти был фактически заменен налогом на добычу полезных ископаемых, увеличивающим налоговое бремя, в особенности по мере роста цен на нефть. См. раздел « – *Налогообложение*». Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых в 2009 году составили 55,1 млрд. тенге, в сравнении с нулевым показателем в 2008 году, в то время как затраты Компании на выплату роялти составляли ноль в 2009 году в сравнении с 28,4 млрд. тенге в 2008 году. Руководство Компании ожидало, что новый налог на добычу полезных ископаемых, фактически заменивший режим роялти, приведет к увеличению общей налоговой нагрузки на Компанию в связи с разницей в ставках и методике расчета двух данных налогов. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение*» – *Налог на добычу полезных ископаемых*».

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного, валовая прибыль Компании сократилась на 143,7 млрд. тенге или на 20,9%, до суммы в 542,5 млрд. тенге в 2009 году с 686,2 млрд. тенге в 2008 году.

Общие и административные расходы

В таблице ниже приведены данные об общих и административных расходах за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г. (млрд. тенге)	
Расходы фонда заработной платы (административный персонал)	43,4	47,0	(7,7)%
Консультационные услуги	19,5	9,7	101,0%
Износ и амортизация	13,5	13,3	1,5%
Налоги	11,0	6,3	74,6%
Пожертвования на благотворительность	6,6	5,0	32%
Резерв на сомнительные долги	2,5	14,2	(82,4)%
Прочие (1).....	23,6	50,3	(53,1)%
Всего	120,1	145,8	(17,6)%

Примечание:

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

В 2009 году общие и административные расходы составили 120,1 млрд. тенге в сравнении с 145,8 млрд. тенге в 2008 году, сократившись на 25,7 млрд. тенге или 17,6%. Такое сокращение произошло, главным образом, вследствие реализации программы сокращения расходов, недавно запущенной Компанией в ответ на глобальный финансовый кризис.

Сокращение расходов на оплату труда в 2009 году по сравнению с 2008 годом было главным образом обусловлено реализацией программы сокращения расходов Компании, а также сокращением численности персонала. Увеличение затрат на консультационные услуги до 19,5 млрд. тенге в 2009 году с 9,7 млрд. тенге в 2008 году в основном отразило дополнительные платежи профессиональным консультантам в связи с осуществленным Компанией слиянием и приобретением, а также финансовой деятельностью и представлением интересов Компании в ходе судебных и арбитражных разбирательств в 2009 году. Повышение износа и амортизации, а также налогов в 2009 году по сравнению с 2008 годом главным образом произошло за счет приобретения и консолидации Павлодарского НПЗ. Резерв на сомнительные долги в 2009 году сократился в сравнении с 2008 годом в основном из-за продажи «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго» и вывода из консолидированного учета «КТГ-Тбилиси». Сокращение остальных расходов, в т.ч. произведенных в 2009 году расходов на командировки, связь, представительские офисы, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы, в сравнении с 2008 годом, произошло в основном вследствие реализации программы сокращения расходов Компании, а также из-за сторнирования некоторых начислений, связанных с налогами и сырьевыми материалами.

Транспортные и торговые расходы

В таблице ниже приведены транспортные и торговые расходы Компании за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г.	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
Транспортировка	66,5	47,7	39,4%
Рентный налог	58,7	–	–
Затраты на оплату труда	13,8	11,3	22,1%
Износ и амортизация	10,6	8,4	26,2%
Таможенная пошлина	–	68,8	(100,0%)
Прочие	19,5	17,6	10,8%
Всего	169,1	153,8	9,9%

Транспортные расходы включают в себя расходы, связанные с транспортировкой сырой нефти через трубопроводную систему КТК, и расходы, относящиеся к обеспечению нефти и энергии для физического перемещения нефти и газа через систему трубопроводов КТО и КТГ, а также портовые сборы, сборы банка качества и комиссионные выплаты за продажу. Прочие расходы состоят из платы за коммунальные услуги, рекламных и маркетинговых расходов, дорожных расходов и выплат в пользу третьих лиц за услуги, связанные с продажами. В 2009 году транспортные и торговые расходы составили 169,12 млрд. тенге по сравнению с 153,8 млрд. тенге в 2008 году (рост – 15,3 млрд. тенге или 9,9%). Такой рост, главным образом, обусловлен девальвацией тенге к доллару США, проведенной в феврале 2009 года, т.к. большая часть транспортных и торговых расходов оплачивается в долларах США.

Согласно Налоговому кодексу 2009 года таможенные пошлины на экспорт сырой нефти, которые были введены Правительством РК в 2008 году, не взимаются с плательщиков рентного налога, введенного Налоговым кодексом 2009 года. В результате, в 2009 году Компания выплатила рентный налог в сумме 58,7 млрд. тенге и таможенные пошлины в нулевом объеме, в сравнении с выплатой рентного налога в нулевом объеме и таможенных пошлин в размере 68,8 млрд. тенге в 2008 году.

Обесценение гудвилла, недвижимости, машин и оборудования

Обесценение гудвилла в 2009 году составило 1,3 млрд. тенге в сравнении с 23,6 млрд. тенге в 2008 году. Обесценение гудвилла в 2009 и 2008 годах связано в основном с понижением стоимости гудвилла, связанного с приобретением Батумского порта и нефтеналивного терминала, при этом в 2008 году обесценение также отразило приобретение компании «Ромпетрол».

В 2009 году Компания отразила дополнительный гудвилл в размере 162,1 млрд. тенге в связи с приобретением Павлодарского НПЗ на основании предварительной справедливой стоимости подающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств по состоянию на дату приобретения. Невозможно с уверенностью сказать, что Компания не испытает некоторого уменьшения гудвилла при завершении окончательного определения справедливой стоимости. Компания также может отметить обесценение гудвилла в связи с приобретениями или ежегодной переоценкой обесценения или в связи с последующими приобретениями.

В 2009 году Компания отразила обесценение недвижимости, машин и оборудования в размере 10,4 млрд. тенге в сравнении с 6,6 млрд. тенге в 2008 году. Увеличение обесценения было в основном вызвано обесценением, учтенным ТД КМГ по некоторым активам, занятым в розничной продаже и другому непрофильному имуществу. См. раздел «Факторы риска – факторы риска, относящиеся к деятельности Компании. – Компании возможно придется отразить значительное сокращение выручки, если она должна будет переоценить гудвилл или другие нематериальные активы в результате изменений в предположениях, на которых основывалась отраженная ценность от использования некоторых активов».

Доход от финансирования

В 2009 году доход от финансирования составил 84,9 млрд. тенге по сравнению с 101,1 млрд. тенге в 2008 году (сокращение на 16,2 млрд. тенге или 16%). Сокращение обусловлено, главным

образом, положительной переоценкой обязательств Компании в отношении Опциона Ромпетрол в 2008 году (что стало отражением потенциально более низкой стоимости реализации прав по Опциону Ромпетрол для Компании в свете убытков Ромпетрол в 2008 году), которая была признана доходом от финансирования в 2008 году. Вместе с тем исключение данного обязательства в 2009 году после осуществления прав по Опциону Ромпетрол не привела к возникновению дохода от финансирования в 2009 году.

Прибыль от продажи дочерних организаций

В 2009 году Компания признала чистый доход от продажи дочерних организаций в сумме 5,8 млрд. тенге в сравнении с чистым доходом в размере 2,8 млрд. тенге в 2008 году. Эта прибыль за 2009 год в основном относилась к потере Компанией контроля над «КТГ-Тбилиси». В соответствии с решением суда г. Кутаиси от 16 марта 2009 года КТГ утратил контроль над своей дочерней организацией – «КТГ Тбилиси» в результате передачи «КТГ Тбилиси» в специальное ведение Национальной комиссии по регулированию энергетики и водных ресурсов Грузии. В результате, КТГ утратил право определять финансовую и операционную деятельность «КТГ Тбилиси» и, следовательно, контроль над дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с контролем. Соответственно, консолидация «КТГ Тбилиси» была прекращена с 16 марта 2009 года, т.е. с даты утраты контроля. Поскольку на тот момент «КТГ Тбилиси» имела отрицательный размер собственного капитала, выбытие из консолидации привело к прибыли, отраженной в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе в Финансовой отчетности за 2009 год.

Расходы на финансирование

В 2009 году расходы Компании на финансирование составили 140,8 млрд. тенге по сравнению со 108,4 млрд. тенге в 2008 году (рост на 32,4 млрд. тенге или 29,9%). Главным образом, рост вызван более высокими уровнями заимствований в 2009 году в сравнении с 2008 годом. На 31 декабря 2009 года общая сумма заимствованных средств Компании составила 1 837,7 млрд. тенге в сравнении с 1 150,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. См. раздел «*Ликвидность и собственный капитал – Долговые обязательства*».

Доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях

Компания и ее дочерние организации владеют долями в совместно контролируемых предприятиях, представляющих собой предприятия, в отношении которых контроль над экономической деятельностью установлен согласно договорным соглашениям, а также долями в ассоциированных организациях, представляющих собой предприятия, на которые Компания или соответствующая дочерняя организация имеет значительное влияние. Инвестиции в совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации учитываются по методу учета по доле участия. См. раздел «*Представление некоторой информации о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях*» «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Изменения доли дохода от совместно контролируемых и ассоциированных организаций*» и Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Значительную часть операционной прибыли Компании составляет доход от ее совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций.

В 2009 году доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях составила 171,7 млрд. тенге по сравнению с 239,8 млрд. тенге в 2008 году, что представляет собой сокращение на 68 млрд. тенге или на 28,4%.

В таблице ниже приводятся данные о прибыли (убытках) совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организаций Компании за соответствующие годы:

	На 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г.	
	<i>(млрд. тенге)</i>		
<i>Совместно контролируемые и ассоциированные организации:</i>			
<i>Компании:</i>			
ТШО.....	111,0	145,3	(23,6)%
КазРосГаз.....	44,5	21,0	111,9%
Казахойл-Актобе.....	2,5	2,3	8,7%
Прочие ⁽¹⁾	3,0	4,0	(25)%
<i>РД КМГ:</i>			
ПКИ.....	9,2	22,5	(59,1)%
Казгермунай.....	1,6	44,6	(96,4)%
Всего.....	171,8	239,7	(28,3)%

Примечание:

- (1) Включает (среди прочих) компанию «Valsera Holdings B.V.», которой косвенно принадлежит Шымкентский НПЗ через ее долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», ММГ (за один месяц 2009 года (декабрь 2009 года) после приобретения), «МунайТас» и «Казахтуркмунай».

ТШО и «КазРосГаз» являются основными совместно контролируемыми предприятиями Компании, в то время как «Казгермунай» является наиболее значимым из совместно контролируемых предприятий РД КМГ, а ПКИ является значительной ассоциированной организацией РД КМГ. Соответственно, сокращение доли дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, наблюдавшееся в 2009 году в сравнении с 2008 годом, произошло в основном из-за уменьшения доли дохода от ТШО, ПКИ и «Казгермунай», частично перекрытого увеличением доли дохода от «КазРосГаз».

Уменьшение доли дохода Компании от ТШО, «Казгермунай» и на 23,6%, 96,4% и 59,1%, соответственно, в 2009 году в сравнении с 2008 годом произошло в первую очередь вследствие более низкой средней цены на сырую нефть в течение данного периода. Кроме того, сокращение доли Компании в доходе от «Казгермунай» обусловлено увеличением фактической ставки налогообложения «Казгермунай» вследствие применения Налогового кодекса 2009 года и начисленных штрафов за превышение нормативов сжигания газа в факелах в прошедшие периоды. Увеличение доли дохода Компании от «КазРосГаз» отразило к тому же увеличение на 20,0% экспортной цены на газ и повышение объема продаж «КазРосГаз» на 5,0%.

Расходы по подоходному налогу

В расходы по подоходному налогу входит оплата подоходного налога и налога на сверхприбыль, который, в свою очередь включает отложенный налог и налог на доход у источника выплаты. Все перечисленные виды налогов привели к увеличению эффективной ставки налогообложения Компании в 2009 году в сравнении с 2008 годом. В частности, данное увеличение эффективной ставки налогообложения в большой степени отражает решение Компании признать отложенный налог у источника по нераспределенным дивидендам ТШО, а также, в меньшей степени, общее влияние Налогового кодекса 2009 года, имевшего целью увеличить налоговую нагрузку на недропользователей подобных Компании. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение*».

В 2009 году Компания признала расходы по подоходному налогу на сумму 179,3 млрд. тенге в сравнении с 200,3 млрд. тенге в 2008 году (снижение на 21,0 млрд. тенге или 10,5%). Такое снижение стало в основном результатом меньшего объема прибыли Компании до налогообложения в 2009 году в сравнении с 2008 годом.

Эффективная налоговая ставка Компании в 2009 и 2008 годах году составила 48,7% и 34,3%,

соответственно. В 2009 году ставка налога на сверхприбыль Компании до уплаты подоходного налога в размере 367,8 млрд. тенге составила 8,4%. В 2008 году ставка налога на сверхприбыль Компании до уплаты подоходного налога в размере 583,8 млрд. тенге составила 9,8%. См. раздел – «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Налогообложение» и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2009 год».

Прибыль за год

В результате вышеперечисленного, прибыль Компании за год сократилась на 200,5 млрд. тенге или 51,3%, до 190,6 млрд. тенге в 2009 году с 391,1 млрд. тенге в 2008 году.

Прибыль Компании за 2009 и 2008 годы составила 12% и 20,7%, соответственно, от доходов Компании за эти годы.

Производственные сегменты

Обзор

Для целей финансовой отчетности деятельность Компании можно разделить на четыре операционных сегмента. Основными операционными сегментами Компании являются: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа и переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов. Остальная деятельность Компании была сгруппирована и представлена в операционном сегменте «Прочие» по причине ее относительной незначительности. Операционные сегменты Компании включают в себя следующую деятельность:

- **Разведка и добыча нефти и газа.** 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 и газа.** В управлении Компании находятся основные системы нефте- и газопроводов Казахстана. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти и газа».
- **Переработка, маркетинг 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. Кроме того, с 2006 по 2009 годы Компания выступала в качестве представителя Правительства, получая роялти в натуральной форме от нефтедобывающих компаний, действующих на территории Казахстана, и получая оплату за продажу сырой нефти. Для получения более подробной информации о договоренностях по оплате роялти в натуральной форме, см. раздел «Результаты деятельности – Доходы – Прочие доходы». Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».
- **Прочие.** Сегмент «Прочие» включает обслуживающие дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, авиаперевозкам, охране и другим вспомогательным услугам, связанным с добычей нефти и газа.

В таблице ниже представлены доход, валовая прибыль и чистая прибыль операционных сегментов Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года:

Сегмент	Общие доходы			Валовая прибыль за год			Прибыль за год		
	2009 г.	2008 г.	2009 г.	2008 г.	2009 г.	2008 г.			
					(млрд. тенге)				
Разведка и добыча нефти и газа	490,1	640,0	314,6	472,3	191,8	232,9			
Транспортировка нефти и газа	342,9	293,2	148,5	105,8	63,5	47,1			
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	1 161,0	1 477,9	105,5	134,8	(90,1)	(18,8)			
Прочие	25,9	26,7	9,4	16,0	80,2	155,8			
Исключение взаимозачетов	(430,3)	(552,2)	(35,5)	(42,6)	(54,9)	(25,9)			
Всего	1 589,6	1 885,6	542,5	686,2	190,5	391,1			

Сегмент «разведка и добыча нефти и газа»

Сегмент «разведка и добыча нефти и газа» Компании является вторым сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, хотя он и является самым прибыльным сегментом Компании. В 2009 году в совокупном доходе сегмента 20,4% получены от внешних покупателей и 79,6% – от внутренних покупателей. РД КМГ, на который приходится 99,1% от общих объемов добычи нефти Компании в 2009 году, продает часть добытой им нефти внешним клиентам. Эти продажи включают в себя продажи компании «Vitol SA» по договору авансовой покупки сырой нефти, который описан ниже в разделе «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов». В 2009 году продажи по данному договору составили 1,8 млн. тонн. Кроме внешних продаж, РД КМГ также осуществляет внутренние продажи значительной части добываемой им сырой нефти ТД КМГ для последующей продажи внешним потребителям по рыночным ценам. Кроме того, РД КМГ осуществляет внутренние продажи части своей продукции в пользу ТД КМГ со значительной скидкой, как указано ниже в разделе «Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».

По договору авансовой покупки сырой нефти с «BNP Paribas (Suisse) S.A.», конечным покупателем по которому является «Vitol SA», РД КМГ получила долгосрочный аванс на сумму 650,0 млн. долларов США (с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,75%, действовавшей до заключения дополнительного соглашения от 24 июля 2006 года, по которому вознаграждение было снижено до ставки ЛИБОР плюс 1,1%). Компания обязалась погасить аванс путем продажи 150 000 тонн сырой нефти в месяц по рыночным ценам в течение пяти лет, истекших в сентябре 2009 года. Рыночные цены рассчитывались на основе средних котировок для нефти (рекомбинированной) сорта «Urals», устанавливаемых по индексу Platt's минус транспортные издержки, расходы на страхование, проверку, банковские расходы, стоимость проводки судов по турецким проливам и комиссионных «Vitol». Каждый месяц определялась стоимость поставки, и если стоимость поставки превышала сумму, которая равна сумме амортизации основной суммы аванса, разбитой на 60 частей, то РД КМГ получал разницу от «Vitol SA». Если стоимость отгрузки была меньше этой суммы, то РД КМГ должна была оплачивать разницу компании «BNP Paribas (Suisse) S.A.». В результате повышения цен на нефть, РД КМГ признала доход от поставок с 2004 года, т.к. более высокие цены на нефть повысили стоимость поставок Компании по договору, в результате чего соответствующие суммы, полученные РД КМГ, превысили сумму, равную сумме погашения основной суммы аванса, разбитой на 60 частей. Заем был полностью погашен в соответствии с его условиями.

Доходы компании РД КМГ включают в себя продажу сырой нефти ТД КМГ для переработки, причем указанный доход исключается при консолидации. В соответствии с Соглашением о взаимодействии, РД КМГ обязалась продавать как минимум 1,9 млн. тонн сырой нефти ТД КМГ, а ТД КМГ обязался перерабатывать эту нефть на Атырауском НПЗ. Цена сырой нефти в соответствии с Соглашением о взаимодействии устанавливается в размере себестоимости, в которую входят транспортные расходы, плюс маржа в 3%. На основании этой формулы средняя цена сырой нефти на местном рынке в соответствии с Соглашением о взаимодействии в 2009 и 2008 годах составляла, соответственно, 18 818 и 17 827 тенге. Объемы продаж на внутреннем рынке в рамках Соглашения о взаимодействии составляли 2,0 млн. тонн в 2009 году и 2,1 млн. тонн в 2008 году. Снижение объемов продаж на местном рынке связано со снижением добычи нефти в РД КМГ. Доходы Компании от разведки и добычи после исключения взаиморасчетов составили 490,1 млрд. тенге и 640 млрд. тенге за 2009 и 2008 годы, соответственно. РД КМГ продает сырую нефть на экспорт (кроме сырой нефти,

продаваемой по ежегодным внутригрупповым договорам покупки, описанным ниже), компании ТД КМГ по котировкам индекса Platt's, с учетом расходов на транспортировку, страхование, скидок или надбавок в зависимости от качества. Средняя цена за тонну, рассчитанная по данной формуле, составила 62 743 тенге и 74 470 тенге в 2009 и 2008 годах, соответственно. Объем таких продаж составил 6,9 млн. тонн и 7,0 млн. тонн в 2009 и 2008 годах, соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 23,4% до 490,1 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 640 млрд. тенге в 2008 году, в то время как валовая прибыль снизилась в 2009 году на 33,4%, составив сумму в размере 314,6 млрд. тенге по сравнению с 472,3 млрд. тенге в 2008 году. Снижение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли в 2009 году в сравнении с 2008 годом в основном было вызвано более низкими ценами на нефть на международном рынке, а также планируемым сокращением объемов и продаж нефти в ответ на мировой финансовый кризис.

Чистая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа снизилась на 17,6%, до 191,8 млрд. тенге в 2009 году в сравнении с 232,9 млрд. тенге в 2008 году.

Сегмент «транспортировка нефти и газа»

Сегмент «транспортировка нефти и газа» является третьим сегментом Компании по объему дохода, а также третьим по прибыльности. Компания, через КТО, получает доход от транспортировки нефти за счет взимания тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку сырой нефти через системы нефтепроводов, эксплуатируемые КТО. Компания получает доход от транспортировки газа за счет взимания КТГ тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку природного газа по принадлежащей ей системе газопроводов. В доход Компании от транспортировки входят также платежи, произведенные вместо отгрузок по договорам «отгрузи 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. В 2009 году 93,4% от общего дохода сегмента получены от внешних клиентов и 6,6% – от внутренних клиентов.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 17% до 342,9 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 293,2 млрд. тенге в 2008 году, в то время как валовая прибыль выросла на 40,4% до 148,5 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 105,8 млрд. тенге в 2008 году. Указанный рост объясняется, главным образом, повышением тарифов за международную транспортировку газа, взимаемых КТГ, с 1,40 доллара США в 2008 году до 1,70 доллара США в 2009 году за 1 000 куб. м природного газа на расстояние свыше 100 километров трубопровода в 2009 году, а также девальвацией тенге к доллару США, произошедшей в 2009 году и увеличением объемов транспортировки КТО.

Сегмент «переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов»

Переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов – это крупнейший сегмент Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, хотя он является наименее прибыльным сегментом Компании. В 2009 году 99,8% совокупного дохода сегмента получено от внешних покупателей (т.е. неаффилированных лиц) и 0,2% от внутренних покупателей (т.е. Компании и ее дочерних организаций). Несмотря на то, что часть доходов сегмента была получена от продаж продуктов нефтепереработки на местном рынке, большая часть доходов сегмента, (60,0% в 2009 году и 54,1% в 2008 году), получена от продажи нефтепродуктов «Ромпетрол» на европейских рынках по международным ценам. Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на отечественном рынке в 2009 году, была приобретена у РД КМГ компанией ТД КМГ со скидкой, как указано ниже. Относительно небольшая часть дохода сегмента в 2009 году была получена от оказания услуг по переработке третьим лицам, а именно «Актобемунайгаз» и ТОО «Казахойл Актобе». Так как значительная часть дохода сегмента основана на минимальной надбавке, применяемой к ценам готовых нефтепродуктов над ценами, выплаченными РД КМГ за приобретенную у него нефть, чистая валовая прибыль данного сегмента ниже, чем чистая валовая

прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа. Кроме того, чистые убытки компании «Ромпетрол» в 2008 и в 2009 годах имели существенное негативное воздействие на данный сегмент, особенно в 2008 году. В 2009 году чистая валовая прибыль сегмента переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 9,1% (в сравнении с 9,1% в 2008 году), в то время как чистая валовая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа за 2009 год составила 64,2% (73,8 в 2008 году).

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 21,4% до 1 161,0 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 1 477,9 млрд. тенге в 2008 году, в то время как валовая прибыль сократилась на 21,7% до 105,5 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 134,8 млрд. тенге в 2008 году. Сокращение дохода и валовой прибыли в 2009 году в сравнении с 2008 годом в основном произошло в связи со снижением средней цены за тонну нефтепродуктов.

Чистая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаимозачетов снизилась на 379,3% до чистого убытка в размере 90,1 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с чистым убытком в размере 18,8 млрд. тенге в 2008 году. Снижение, главным образом, связано с более низкими средними ценами на сырую нефть и продукты нефтепереработки в 2009 году в сравнении с 2008 годом, вкуче с произошедшим в результате сокращением объемов добычи, а также увеличением на 32,7% расходов на транспортировку и реализацию ТД КМГ. ТД КМГ также отразил чистый убыток от курсовой разницы в размере 58,1 млрд. тенге в 2009 году в сравнении с чистым убытком от курсовой разницы в 2008 году в размере 10,8 млрд. тенге, что внесло свой вклад в более низкий показатель прибыльности сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов Компании.

Сегмент «прочее»

Сегмент «прочее» включает в себя сервисные дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, по авиаперевозкам, охране и иные услуги в области нефти и газа. Совокупный доход данного сегмента состоял из 41,7% дохода от внешних заказчиков и 58,3% от внутренних заказчиков в 2009 году.

Доход после исключения взаимозачетов по данному сегменту снизился на 2,9%, до 25,9 млрд. тенге в 2009 году в сравнении с 26,7 млрд. тенге в 2008 году, в то время как валовая прибыль сократилась на 41,3%, до 9,4 млрд. тенге в 2009 году по сравнению с 16 млрд. тенге в 2008 году. Такое сокращение произошло, главным образом, за счет общего снижения объемов продаж тепловой и электроэнергии (отражая сокращение потребления, а также, в меньшей степени, продажу Компанией в 2009 году «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго»), продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, СПГ и сера, аренды (субаренды) недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

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

	На 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009 г.	2008 г. (млрд. тенге)	
Чистые денежные потоки от операционной деятельности.....	168,0	284,0	(40,9)%
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности.....	477,1	218,1	118,8%
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности.....	308,4	64,7	376,7%

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

В 2009 году чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 168 млрд. тенге по сравнению с 284,0 млрд. тенге в 2008 году, т.е. произошло уменьшение на 116 млрд. тенге или 40,9%. Данное уменьшение, в основном, обусловлено снижением цены на сырую нефть в период с 2008 по середину 2009 года, которое привело к уменьшению потока денежных средств от операционной деятельности.

Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности

Оборот чистых денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, в основном отражает приобретения и отчуждение дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций, покупку и продажу земельных участков, заводов, оборудования и нематериальных активов, распределение прибыли, полученной от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, открытие срочных депозитов. В 2009 году чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности, составили 477,1 млрд. тенге по сравнению с 218,1 млрд. тенге в 2008 году (рост составил 259 млрд. тенге, или 118,8%). Повышение оборота чистых денежных средств, используемых для инвестиционной деятельности, в 2009 году в сравнении с 2008 годом отчасти отражает увеличившийся отток денежных средств в результате приобретения земли, машин и оборудования, связанного с приобретением Павлодарского НПЗ, дополнительной 25% доли участия в «Ромпетрол». В дополнение, дальнейшие инвестиции Компании в Северо-Каспийский проект в рамках требований о вложении денежных средств в 2009 году увеличили объем денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности в 2009 году в сравнении с 2008 годом.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности

В 2009 году чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 308,4 млрд. тенге в сравнении с 64,7 млрд. тенге в 2008 году (рост составил 243,7 млрд. тенге, или 376,7%). Такой рост возник, в основном, по причине сокращения объема погашения заимствований в 2009 году.

Депозиты в казахстанских банках

На 31 декабря 2009 года Компания имела депозиты в казахстанских банках на сумму 7,7 млрд. долларов США, из которых 2,5 млрд. долларов США находились в «Казкоммерцбанке», 2,6 млрд. долларов США – в «Халык Банке» и 1,2 млрд. долларов США – в «БТА Банке». Указанные банки испытывали разного уровня финансовые затруднения, а «БТА Банк» все еще находится в процессе реструктуризации. Несмотря на то, что депозиты Компании не заморожены в соответствии с законодательством, и Компания не пыталась снимать эти средства, руководство Компании полагает, что доступ Компании к использованию этих депозитов на практике ограничен и что, по меньшей мере, в краткосрочной перспективе, возможность снять деньги представляется маловероятной.

Капитальные затраты

Общие капитальные затраты Компании по сегментам за указанные годы приведены в таблице ниже и отражают приобретения посредством деловых комбинаций. Основные приобретения Компании за последние два года описаны в разделе «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения*».

	На 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг. 2008 г.
	2009 г.	2008 г. (млрд. тенге)	
Разведка и добыча нефти и газа.....	250,3	408,0	(38,7)%
Транспортировка нефти и газа.....	65,9	106,7	(38,2)%
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов.....	58,8	48,1	22,4%
Прочее.....	25,9	5,9	340,5%
Итого капитальные затраты.....	400,9	568,6	(29,5)%

В 2009 году наиболее значимые статьи капитальных затрат Компании включали Северо-каспийский проект (190,1 млрд. тенге), реконструкцию системы трубопроводов КТО (22,2 млрд. тенге) и реконструкцию НПЗ Петромидиа (9,8 млрд. тенге).

В 2008 году наиболее значимые статьи капитальных затрат Компании включали Северо-Каспийский проект (122,7 млрд. тенге), реконструкцию системы трубопроводов КТГ (30,2 млрд. тенге) и реконструкцию НПЗ Петромидиа (3,6 млрд. тенге).

– На сегмент разведки и добычи пришлось 62,4% и 71,8% капитальных затрат Компании в 2009 и 2008 годах, соответственно. Капитальные затраты в 2009 и 2008 годах относились в основном к морским разведочным проектам и разработке Северо-Каспийского проекта. В 2009 и 2008 годах самым крупным проектом в сегменте разведки и добычи с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) была разведка и разработка перспективных месторождений в пределах контрактной территории Северо-Каспийского проекта. См. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП». В октябре 2008 года Компания завершила приобретение 8,48% доли участия в КСКП, в соответствии с которым цена приобретения в размере 1,78 млрд. долларов США будет выплачиваться Компанией тремя равными долями после начала добычи нефти на Кашагане (в настоящее время планируемого на четвертый квартал 2012 года).

На сегмент транспортировки нефти и газа пришлось 16,4 и 18,8% капитальных затрат Компании в 2009 и 2008 годах, соответственно. В 2009 году самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) касались реконструкции систем трубопроводов КТО. В 2008 году самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) касались реконструкции систем трубопроводов КТО и КТГ.

На сегмент переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 14,7% и 8,5% капитальных затрат Компании за 2009 и 2008 годы. Капитальные затраты этого сегмента возросли в 2009 году в сравнении с 2008 годом, главным образом, в результате увеличения капитальных затрат на реконструкцию Атырауского НПЗ и НПЗ Петромидиа. В 2008 году крупнейшими проектами в сегменте переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были модернизация и расширение Атырауского НПЗ и НПЗ Петромидиа.

Сегмент «прочее» составлял 6,5% и 1,0% капитальных затрат Компании за 2009 и 2008 годы, соответственно.

В 2009 году наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий, учитываемых методом учета по доле участия в совместных предприятиях, а следовательно, не консолидированных в вышеприведенной таблице, включали строительство Азиатского газопровода (231,1 млрд. тенге) и строительство трубопровода Кенкияк – Кумколь (15,5 млрд. тенге). В 2008 году наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий, учитываемых методом учета по доле участия в совместных предприятиях, а следовательно, не консолидированных в вышеприведенной таблице, включали строительство Азиатского газопровода (145,8 млрд. тенге) и строительство трубопровода Кенкияк – Кумколь (40,8 млрд. тенге).

Несмотря на то, что Компания сократила в 2009 году общий уровень своих капитальных затрат

в ответ на мировой финансовый кризис и сопутствующий спад в Казахстане, в 2010 году Компания предполагает вернуться к предшествующим уровням капитальных затрат. Запланированные в бюджете капитальные затраты на 2010 год включают: (i) 388,9 млрд. тенге на сегмент разведки и добычи, (ii) 81,8 млрд. тенге на сегмент транспортировки и (iii) 77,9 млрд. тенге на переработку, маркетинг и продажи сырой нефти.

Финансовые обязательства

Обязательства в совместных предприятиях

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

Являясь участником ТШО и косвенным участником в ТОО «Жамбай», «Каспиан Меруерти Оперейтинг Кампани Б.В.» и ТОО «Курмангазы Петролеум» через Морскую нефтяную компанию «КазМунайТениз» (далее – «**КазМунайТениз**»), Компания время от времени получает требования о внесении денежных вкладов. Компания обязана участвовать в капиталовложениях в сроки и в размерах, предусмотренных КСКП (который является совместно контролируемым активом Компании) для финансирования его деятельности.

Обязательства по лицензиям и контрактам на добычу нефти

Инвестиционные и иные обязательства компании ИЦА по договору с Правительством

Инвестиции в улучшение активов по транспортировке газа. КТГ осуществляет эксплуатацию газораспределительных сетей в Казахстане в соответствии с условиями договора (далее – **Договор концессии**) между ИЦА и Правительством РК. В соответствии с условиями Договора концессии ИЦА, являющаяся дочерней компанией КТГ, обязалась инвестировать ежегодно 30 миллионов долларов США на модернизацию и ремонт переданных газотранспортных активов, а также на строительство новых газотранспортных активов (далее – **Инвестиционные обязательства**). В соответствии с Договором концессии компании ИЦА будет возмещена чистая балансовая стоимость вышеупомянутых капиталовложений на момент истечения срока действия Договора концессии, который наступает в 2012 году, при условии, что ИЦА имеет возможность продления срока Договора концессии на два дополнительных периода по пять лет каждый. На 31 декабря 2009 года ИЦА в рамках исполнения контрактных обязательств инвестировала около 5,3 млрд. тенге.

Выполнение инвестиционных обязательств зависит от соблюдения ряда условий, в частности физическая пропускная способность газа останется на уровне 1996 года или увеличится, а также условия договоров на транспортировку газа с иностранными заказчиками остаются такими же благоприятными, как они были до заключения Договора концессии. В случае если тарифы на газ и неуплата заказчиками приведут к нецелесообразности осуществления модернизации или капиталовложений, ИЦА вправе обратиться к Правительству для корректировки тарифов внутри страны или корректировки до уровня своих инвестиционных обязательств.

ИЦА обязалась осуществить аналогичные капиталовложения в течение первых пяти лет периода продления срока действия Договора концессии в размере не менее 30 миллионов долларов США в год и не менее 150 миллионов долларов США в целом к концу пятого года такого периода продления. Уровень инвестирования, требуемый в течение дальнейшего периода продления, будет согласован сторонами дополнительно.

Договор концессии предусматривает определенные дополнительные инвестиции, включая (i) строительство трубопровода для транспортировки природного газа в Астану (далее – **Новые активы**) и (ii) реконструкцию или замену некоторых компрессоров вдоль трубопровода Макат-

Северный Кавказ, замену определенных сегментов Южной трубопроводной сети, а также замену некоторых компрессоров на Полторацком подземном газохранилище (далее – **Реконструкция**). Обязательства ИЦА по осуществлению дополнительных капиталовложений, включая строительство Новых активов и осуществление Реконструкции, зависят от следующих условий: (i) доказательств целесообразности и необходимости осуществления таких дополнительных капиталовложений и (ii) в отношении системы транспортировки внутри страны – заключение соглашения с уполномоченными государственными органами на предоставление ИЦА определенных налоговых и иных льгот, а также заключение контрактов на транспортировку с заказчиками, обеспечивающими уровень пропускаемых объемов, необходимых для ИЦА. По истечении срока действия Договора концессии (учитывая периоды продления), ИЦА обязуется передать Реконструированные активы в пользу Казахстана по рыночной стоимости за вычетом износа. ИЦА вправе продать Новые активы, при условии, что Государство имеет право первоочередной покупки на свободных рыночных условиях.

Роялти. С 17 июля 1997 года ИЦА обязана уплачивать роялти Правительству РК в размере 2% от объема транспортируемого по Западной системе трубопроводов газа. Вместе с тем, в соответствии с условиями Договора концессии обязательство по выплате роялти в отношении Западной сети трубопроводов возникает только после принятия Правительством постановления или распоряжения министерства финансов РК, обязывающего потребителей Западной сети трубопроводов уплачивать роялти ИЦА. На 31 декабря 2009 года такого постановления или распоряжения принято не было. В связи с неопределенностью в вопросе уплаты роялти, ИЦА на сегодняшний день не взимает оплату роялти со своих потребителей.

Кроме того, ИЦА не получала от уполномоченных органов никаких уведомлений о том, что роялти должны были или должны уплачиваться, как и том, что ИЦА несет ответственность за оплату каких-либо роялти за прошлые годы.

Руководство Компании в настоящее время работает над прояснением этого вопроса с Правительством и полагает, что вероятности предъявления к оплате ИЦА или ее потребителями прошлых или будущих роялти нет.

Кыргызский обводной трубопровод. ИЦА обязана спроектировать и построить Кыргызский обводной трубопровод стоимостью, которая была определена на момент заключения Договора концессии, в размере от 90 до 100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан Республике Казахстан в конце срока действия Договора концессии или по истечении двадцати лет, в зависимости от того, какая из дат наступит позднее, по цене 1 доллар США. Строительство этого обводного трубопровода еще не начиналось.

До 31 декабря 2005 года в соответствии с условиями Договора концессии компания ИЦА выплачивала государству 10% от чистой прибыли. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице министерства финансов, и компания ИЦА согласилась внести некоторые поправки в Договор концессии (далее – **Поправки**). В соответствии с Поправками к Договору концессии размер годовых выплат, подлежащих уплате в за годы с 1 января 2008 года до 31 декабря 2012 года и пятилетнего периода возможного продления, будет согласовываться сторонами в начале каждого года, и в случае, если стороны не достигнут договоренности, они соглашаются, что ИЦА обязана будет выплатить фиксированную сумму в размере 2,1 млрд. тенге в год. Как в 2008, так и в 2009 году ИЦА выплатила государству по 2,1 млрд. тенге по Договору концессии. Стороны согласовали, что фиксированная сумма будет также подлежать оплате в 2010 году.

Обязательства КТГ в соответствии с Контрактом на добычу углеводородов

В декабре 2000 года КТГ подписало Контракт с Агентством по инвестициям Казахстана (далее – **Контракт на добычу углеводородов**) на разведку и добычу углеводородов на территории Северного Учарала и Учарал-Кемпиртобе, а также на участках Амангельды, Анабай, Айракты и Кумырлы в Жамбыльской и Южно-Казахстанской областях. Срок действия Контракта определен в 31 год. В ноябре 2003 года КТГ приступило к добыче и продаже газа с месторождения Амангельды.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ обязано производить определенные выплаты, либо ежегодно, либо на основе достижения 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. Размер роялти определяется, исходя из общего объема добычи по ставке от 0,5% до 1,5%.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ в период с 2000 по 2005 годы должно было инвестировать 94,3 млн. долларов США в разведку углеводородов. В соответствии с письмом МЭМР от 12 декабря 2006 года период разведки был продлен до декабря 2010 года, и минимальная рабочая программа на указанный период была увеличена на 35,9 млн. долларов США.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ приняло на себя обязательство по долгосрочной выплате правительству РК суммы в размере 32,7 млн. долларов США, относящуюся к историческим затратам, понесенным Правительством на проведение геофизических и геологических исследований и стоимости буровых работ. Платеж в размере 18,3 млн. долларов США в отношении этих исторических затрат необходимо производить на ежеквартальной основе в течение 10 лет после начала добычи, при условии, что запасы были подтверждены, и добыча была начата. График оплаты остальной части этих исторических затрат в размере 14,3 млн. долларов США будет согласован с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения на этих месторождениях. С началом добычи газа на месторождении Амангельды, КТГ признало обязательства по уплате исторических затрат, относящихся к месторождению Амангельды.

На 31 декабря 2009 года КТГ имело контрактные обязательства по приобретению газа на сумму 19,2 млрд. тенге в сравнении с 3,6 млрд. тенге в 2008 году. Дополнительно, на 31 декабря 2009 года КТГ обязалось приобрести услуги на сумму 391 млн. тенге в сравнении с 9,5 млн. тенге в 2008 году.

Контрактные обязательства «КМГ Кашаган Б.В.» по капитальным вложениям

На 31 декабря 2009 года «КМГ Кашаган Б.В.» имела контрактные обязательства по приобретению, строительству и расширению своей доли участия в КСКП на общую сумму 1,8 млрд. долларов США. В 2009 году участникам КСКП было направлено требование о внесении вклада, доля Компании в котором (через «КМГ Кашаган Б.В.») составила 1,3 млрд. долларов США. Компания профинансировала часть подлежащей оплате суммы посредством выпуска облигаций на КФБ на общую сумму 120 млрд. тенге, подписка на которые была произведена Банком развития Казахстана (являющемся заинтересованным лицом) в полном объеме.

Контрактные обязательства КТО по приобретению земли, машин и оборудования, ТМЗ и услуг

На 31 декабря 2009 года КТО имело контрактные обязательства по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 10,4 млрд. тенге. В дополнение, на 31 декабря 2009 года КТО имело контрактные обязательства по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 4,5 млрд. тенге.

Лицензии и контракты на разведку и добычу РД КМГ

Некоторые из лицензий и контрактов Компании определяют минимальный размер капитальных и эксплуатационных расходов до конца срока действия лицензии или контракта. Каждый контракт или лицензия на нефтяное месторождение также оговаривает, что Компания обязана согласовывать с местными уполномоченными органами ежегодные программы работ, предусматривающие инвестиции в проекты капитального строительства и развития социальной инфраструктуры. В таблице ниже приведена информация об ежегодных обязательствах по лицензиям и контрактам РД КМГ на указанные годы по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Год	Капитальные затраты	Эксплуатационные расходы
	<i>(млрд. тенге)</i>	
2010	79,2	5,7
2011	0,8	4,0
2012	–	4,0
2013	–	4,0
2014 до 2021	–	22,8
Итого	80,0	40,5

См. Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2009 год в отношении дополнительных обязательств, взятых на себя Компанией.

Долговые обязательства

За последние несколько лет Компания и ее дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации привлекли значительные суммы средств за счет краткосрочных и долгосрочных займов в целях пополнения чистых денежных средств, полученных Компанией от операционной деятельности в целях покрытия капитальных затрат, необходимых для развития деятельности Компании в области разведки и добычи, переработки, хранения и транспортировки нефти, переработки и сбыта нефти, а также приобретения новых компаний, активов и участия в Контрактах на недропользование.

Таблица ниже отражает общую сумму займов Компании и ее дочерних организаций (за исключением обязательств неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, кроме гарантированных Компанией или ее дочерними организациями), а также информацию о ставках вознаграждения с указанием валюты на указанные даты:

	На 31 декабря	
	2009 г.	2008 г.
	<i>(млрд. тенге за исключением данных в %)</i>	
Всего заимствований	1 837,7	1 150,0
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1 224,0	522,8
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения	9,69%	8,40%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	613,7	627,2
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения	3,27%	4,56%
Займы, деноминированные в долларах США	1 401,5	1 065,3
Займы, деноминированные в тенге	386,4	14,7
Займы, деноминированные в евро	26,6	44,4
Займы, деноминированные в других валютах	23,1	25,6
Краткосрочные	452,7	188,4
Долгосрочные	1 384,9	961,5

Общая сумма займов Компании увеличилась на 59,8%, до 1 837,7 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года с 1 150,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. Долгосрочные заимствования Компании (за вычетом краткосрочной части долгосрочной задолженности) возросли до 1 384,9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года с 961,5 млрд. тенге на 31 декабря 2008 года. Оба увеличения главным образом обусловлены выпуском Облигаций Серии 3 под гарантию Компании в рамках данной Программы, а также двумя траншами национальных облигаций на КФБ, как более подробно описано ниже.

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций

Ниже приводится описание основных долговых обязательств Компании и ее дочерних организаций на момент составления настоящего Базового проспекта:

- В июле 2009 года Эмитент выпустил Облигации Серии 3, под гарантию Компании в рамках настоящей Программы, состоящие из Облигаций на сумму 1 500 000 000 долларов США под 11,75% со сроком погашения в 2015 году, которые были выпущены двумя траншами и консолидированы в единую серию. В июле 2008 года Эмитент выпустил две предыдущие серии Облигаций под гарантию Компании, которые остаются непогашенными в рамках

настоящей Программы согласно Базовому проспекту от 18 июня 2008 года. Облигации Серии 1 состоят из Облигаций на сумму 1,4 млрд. долларов США под 8,375% со сроком погашения в 2013 году, а Облигации Серии 2 состоят из Облигаций на сумму 1,6 млрд. долларов США под 9,125% со сроком погашения в 2018 году.

- В октябре 2008 года было подписано соглашение о введении новой договорной базы и принципов управления консорциумом для КСКП и передачи Компании дополнительной доли в КСКП в размере 8,48% от других участников КСКП, в результате чего доля каждого из участников в КСКП сократилась на пропорциональной основе, за оплату в размере 1,78 млрд. долларов США, подлежащую внесению тремя равными годовыми взносами после начала операций по добыче на Кашагане. В рамках соглашения Компания не будет обязана вносить вклады в дальнейшие расходы по проекту на месторождении Кашаган в случае существенного изменения проекта или в случае, если начало добычи не наступит до октября 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2009 года непогашенная сумма по данному займу, включая капитализированные проценты, составляла 312,1 млрд. тенге. Заем отражен на балансе Компании, включенном в Финансовую отчетность за 2009 год по статье «к уплате за приобретение дополнительной доли участия в проекте».
- «КазМунайГаз РКОР Инвестмент Б.В.» заключила Кредитное соглашение на сумму 2,5 млрд. долларов США с ТД КМГ для частичного рефинансирования займа в размере 3,1 млрд. долларов США, взятого для покупки «Ромпетрол», заем был погашен 12 сентября 2008 года. Заимствованные средства по условиям Кредитного соглашения ТД КМГ гарантируются Компанией, и до 7 июля 2009 года проценты по кредиту начислялись по ставке ЛИБОР плюс 1,55% годовых. В результате того, что агентство S&P понизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании до ВВ+ (прогноз стабильный) 7 июля 2009 года, в соответствии с условиями Кредитного соглашения ТД КМГ, после 7 июля 2009 года процент по кредиту ТД КМГ составил ставку ЛИБОР плюс 2,05% годовых. См. раздел «Обзор Компании – Кредитные рейтинги». На 31 декабря 2009 года невыплаченная основная сумма долга по Кредитному соглашению ТД КМГ составила 2,5 млрд. долларов США.
- В октябре 2009 года для финансирования части своей доли требования о внесении вклада за 2009 год по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), Компания выпустила облигации на КФБ на общую сумму 120 млрд. тенге, подписка на которые была произведена Банком развития Казахстана в полном объеме. По облигациям начисляется вознаграждение по шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 8,5% годовых, с оплатой раз в полгода после трехлетнего льготного периода, срок погашения – в 2019 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года непогашенная основная сумма по данному проекту составляла 120 млрд. тенге.
- В июле 2009 года для финансирования приобретения Павлодарского НПЗ Компания выпустила облигации на КФБ, подписка на которые была произведена фондом «Самрук-Казына» в полном объеме на общую сумму 190 млрд. тенге. По облигациям начисляется вознаграждение по ставке 5% годовых, с оплатой раз в полгода, срок погашения – в 2044 году. В то же время «Самрук-Казына» выпустил на КФБ облигации, на которые полностью подписались Компания, в сумме зачета, составляющей 190 млрд. тенге. По облигациям «Самрук-Казына» начисляется процент по ставке 4% годовых, с оплатой раз в полгода, срок погашения – 2044 год. По обоим выпускам облигаций было проведено дисконтирование по ставке 12,5%, приблизительно отразившее рыночную ставку процента, применимую, соответственно, к Компании «и Самрук-Казына» на момент совершения сделки. Облигации, выпущенные фондом «Самрук-Казына» были заложены в НБК в рамках операции репо, согласно которой Компания получила от НБК сумму в размере 180,5 млрд. тенге по договору займа сроком на четыре месяца под вознаграждение в размере 7,0% годовых, с ежемесячной пролонгацией с учетом продолжающихся переговоров между Компанией и НБК по конвертации указанного займа в более долгосрочный вид финансирования. Как облигации, которые выпустила Компания и на которые подписан «Самрук-Казына», так и облигации, которые выпустил «Самрук-Казына» и на которые подписана Компания, учитываются в отчетности Компании по дисконтированной стоимости. В результате данных сделок, общий размер обязательств Компании по заимствованиям возрос на сумму полной основной суммы по операции репо с НБК плюс дисконтированной стоимости облигаций, которые выпущены Компанией и на которые

подписан «Самрук-Казына»; однако, итоговая сумма чистых заимствований сокращается благодаря частичному зачету дисконтированной стоимости облигаций, которые выпустил «Самрук-Казына» и на которые подписана Компания.

- 25 февраля 2010 года Эмитент заключил Кредитный договор с Deutsche Bank от 2010 года на сумму 300 миллионов долларов США под гарантию Компании. Вознаграждение по указанному кредиту начисляется по ставке ЛИБОР плюс 3,5% годовых, срок погашения – 25 февраля 2011 года.
- 24 июля 2006 года была произведена уступка договора РД КМГ о купле-продаже сырой нефти на сумму 650,0 млн. долларов США, который был первоначально заключен с компанией «Utexam Limited» 16 августа 2004 года, в пользу «BNP Paribas (Suisse) S.A.» До уступки 24 июля 2006 года, на суммы, заимствованные по указанному договору, начислялся процент по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых, и при осуществлении указанной уступки в договор также были внесены поправки о снижении процентной ставки до ЛИБОР плюс 1,1% годовых. Сумма, заимствованная по указанному договору, была полностью погашена в 2009 году.
- В декабре 2009 года «Credit Suisse» рефинансировал свой заем, предоставленный в пользу «КТГ-Тбилиси» и гарантированный совместно КТГ и ИЦА, который был первоначально предоставлен 27 февраля 2007 года на сумму, эквивалентную 50 млн. долларов США. На протяжении 2009 года компания «КТГ-Тбилиси» нарушила некоторые обязательства в отношении первоначального займа. По рефинансированному займу начисляется вознаграждение по ставке ЛИБОР плюс 7,3% годовых, срок погашения – февраль 2014 года. В связи с рефинансированием Компания подписала соглашение о субучастии, в соответствии с которым права и обязательства «КТГ-Тбилиси» по рефинансированному займу были переданы в пользу КТГ.

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

В дополнение, несмотря на то, что они не консолидированы с заимствованиями Компании, некоторые совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании и ее дочерних организаций имеют значительные долговые обязательства, описанные ниже:

- 15 апреля 2009 года MIBV заключило Кредитный договор с ММГ на сумму 3,0 млрд. долларов США, предусматривающий безоборотное финансирование под обеспечение в виде залога акций ММГ и акций MIBV. Вознаграждение по Кредиту ММГ начисляется по односторонней ставке ЛИБОР плюс 3,5%, срок погашения – 31 мая 2019 года.
- В октябре 2008 года АГП заключило с китайским банком договор синдицированного займа на сумму 7,5 млрд. долларов США с целью финансирования строительства Азиатского газопровода. Вознаграждение по займу начисляется по ставке ЛИБОР плюс 2,15% годовых, срок погашения – 22 октября 2023 года.

12 августа 2008 года КСР заключило кредитное соглашение сроком на 10 лет на сумму 1,18 млрд. долларов США с возможным продлением на пять дополнительных лет. Целью указанного кредитного соглашения является финансирование строительства трубопровода Кенкияк – Кумколь. КСР имело право произвести выборку кредита четырьмя траншами (три из которых использованы КСР в 2008 году). На заимствованные в рамках данного кредитного соглашения средства начисляется вознаграждение по шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 2% годовых. Кредит выдан под гарантию CNPC. На 31 декабря 2009 года непогашенная основная сумма по кредиту составляла 950 млн. долларов США. КСР намерено использовать оставшиеся 50 млн. долларов США кредита в 2010 году на финансирование модернизации инфраструктуры трубопровода Кенкияк – Кумколь..

Некоторые положения и условия долговых обязательств

Дополнительно, по состоянию на 31 декабря 2009 года дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании также выпустили

следующие облигации в соответствии с облигационным соглашением на стандартных рыночных условиях: (i) облигации с плавающей ставкой на сумму 1 374,5 млн. долларов США выпущены 5 июля 2006 года компанией «KazMunaiGaz PKI Finance B.V.» со сроком погашения в 2016г. (ii) облигации на сумму 1 100 млн. долларов США со ставкой 6,124% выпущены компанией «Tengizchevroil Finance Co. S.AR.L.» 16 ноября 2004 года под гарантию ТШО, (iii) облигации на сумму 2 200 млн. долларов США со ставкой 6,124% и сроком погашения в 2014г, выпущены компанией «Tengizchevroil Finance Co. S.AR.L.» 16 ноября 2004 года под гарантию ТШО, (iv) облигации на сумму 600 млн. долларов США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2017г. выпущены компанией «Intergas Finance B.V.» 14 мая 2007 под гарантию ИЦА, в феврале 2009 года непогашенная основная сумма по ним уменьшилась до 540 млн. долларов США, когда «Intergas Finance B.V.» выкупила и погасила 60 млн. долларов США основной суммы указанных облигаций; (v) облигации на сумму 250 млн. долларов США со ставкой 6,875% и со сроком погашения в 2011г. выпущены компанией «Intergas Finance B.V.» 11 ноября 2007 под гарантию ИЦА и КТГ, основная сумма долга по которым снизилась до 178 948 000 долларов США в декабре 2008 г, когда «Intergas Finance B.V.» выкупила и погасила 71 052 000 долларов США основной суммы облигаций, (vi) облигации на сумму 300 млн. долларов США сроком погашения в 2019г. выпущены компанией «КСР Finance B.V.» 22 декабря 2004 года под ограниченную гарантию КСР и CNPC, со ставкой 7% до 12 февраля 2013 года и 8,8% на оставшийся период до полного погашения и (vii) облигации на сумму 300 млн. долларов США с погашением в 2020г. выпущены компанией «КСР Finance B.V.» 23 сентября 2005 года под ограниченную гарантию КСР и CNPC, со ставкой 7% в первые 4 года и 8,8% на оставшийся период до полного погашения.

Долговые обязательства дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании содержат стандартные рыночные условия, включая определенные финансовые обязательства и иные ограничительные условия. Например, в соответствии с условиями Кредитного соглашения ТД КМГ, Компания должна соблюдать ряд финансовых обязательств, включающих в себя поддержание (i) отношения консолидированной чистой задолженности к EBITDA на уровне не более 3,5:1, (ii) отношения консолидированной чистой задолженности «существенных дочерних организаций» (как определено в Кредитном соглашении ТД КМГ), за исключением финансовой задолженности, гарантированной Компанией, к EBITDA на уровне не более 2,5:1 и (iii) отношения чистого консолидированного долга к чистой капитализации на уровне не более 50%. По двум другим договорам займа, стороной которых является Компания, предусмотрены аналогичные финансовые обязательства. Следующая таблица отражает сроки погашения долгосрочных обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2009 года:

Год, в котором наступает срок оплаты	Сумму оплаты (в млрд. тенге)
2010	452,7
2011	323,3
2012	59,3
2013	275,4
2014 и далее	727,1

Краткосрочные займы Компании (включая текущую часть долгосрочной кредиторской задолженности) уменьшились до 452,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года в сравнении с 188,4 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. Увеличение наблюдалось в 2009 году в сравнении с 2008 годом в основном вследствие погашения по графику первого платежа в размере 833 млн. долларов США в рамках Кредитного соглашения ТД КМГ на сумму 2,5 млрд. тенге и вышеописанной операции обратной покупки с НБК. Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с фиксированной процентной ставкой увеличилась до 9,69% по состоянию на 31 декабря 2009 года по сравнению с 8,40% по состоянию на 31 декабря 2008 года, в то время как средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с плавающей процентной ставкой снизилась до 3,27% по состоянию на 31 декабря 2009 года по сравнению с 4,6% по состоянию на 31 декабря 2008 года.

Компания планирует финансирование свои запланированных на 2010 год капитальных затрат, в основном, за счет долгосрочных заимствований, заключая, там где это возможно, договоры безоборотного финансирования с партнерами по совместным предприятиям, снижая процент своего

обеспеченного долга и расходов, связанных с такими долговыми обязательствами. Данная деятельность связана с попыткой Компании улучшить результаты операционной деятельности и смягчить последствия текущих экономических условий для своей деятельности путем уменьшения краткосрочных заимствований.

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность за 2009 год была подготовлена в соответствии с МСФО. Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства Компании сделать выбор соответствующих принципов учетной политики, раскрыть оценки и допущения, влияющие на предоставляемые данные по активам, обязательствам, прибыли и расходам, а также раскрыть условные активы и обязательства. Детальное описание учетной политики Компании см. в Примечании 3 к Финансовой отчетности за 2009 год. 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 2009 год.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором для Компании при расчете износа, истощения и амортизации (далее – ИИА). Компания подсчитывает запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников (далее – SEC). При оценке запасов по методике SEC, 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 предоставляет более подходящую основу для оценке запасов нефти и газа. Все оценки запасов включают в себя некоторую долю неопределенности. Такая неопределенность 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. Доказанные запасы Компании почти в основном состоят из доказанных освоенных запасов. 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 ИИА. Компания включила в доказанные запасы только те объемы, которые будут извлекаться в течение срока действия лицензии. Это объясняется неопределенностями в плане результатов возобновления лицензии ввиду того, что решение по данному вопросу оставляется исключительно на усмотрение Правительства. Увеличение срока действия лицензии Компании и соответствующее увеличение включаемых в отчетность запасов, как правило, ведет к снижению затрат ИИА и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение уровня доказанных освоенных запасов ведет к увеличению расходов ИИА (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 по ИИА.

Обязательства по выбытию основных средств

Согласно условиям отдельных договоров, а также положениям законодательных и нормативных актов Компания имеет обязательства по ликвидации и консервации материальных активов и восстановлению земли на каждом производственном участке. В частности, обязательство Компании относится к консервации на постоянной основе всех непродуктивных скважин и окончательному прекращению деятельности, например, удаление труб, зданий, строений и рекультивация контрактных территорий. Так как условия лицензии не могут быть расширены по усмотрению Компании, датой исполнения обязательств по окончательной консервации считается окончание периода каждой лицензии. Если обязательства по выбытию основных средств должны быть установлены в конце экономического срока службы собственности, установленное обязательство может быть значительно увеличено в связи с включением всех затрат на закрытие и ликвидацию. Объем обязательств Компании по финансированию ликвидации и консервации скважин зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Если ни контракты, ни законодательство не включают четко выраженное обязательство по принятию на себя обязанностей или финансированию такой заключительной ликвидации и консервации в конце срока действия лицензии, то никакое обязательство не будет иметь силу. При формировании такого определения существует некоторая неопределенность, и требуется серьезное решение. Оценка руководством Компании наличия или отсутствия таких обязательств может меняться в связи с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Компания рассчитывает обязательства по выбытию основных средств отдельно по каждому контракту. Сумма обязательств представляет собой текущую стоимость оцененных затрат, которые потребуются для выполнения обязательства, откорректированных с учетом ожидаемой инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок для внутреннего долга развивающегося рынка, откорректированных с учетом риска, свойственного для казахстанского рынка.

Компания рассматривает провизии на восстановление участков на каждую дату бухгалтерского баланса и корректирует их для отражения текущей наилучшей оценки в соответствии с Комитетом по интерпретации МСФО 1 «Изменения в обязательствах по ликвидации, консервации и других подобных обязательствах». Оценка будущих расходов на ликвидацию и консервацию включает значительные допущения и решения руководства Компании. Большинство этих обязательств относятся к периодам, которые наступят спустя много лет и, кроме того при неопределенности в законодательных требованиях, оценка Компании может зависеть от изменений в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределенности в отношении затрат по окончательному завершению деятельности смягчаются эффектами дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Руководство Компании оценивает будущие затраты ликвидации скважины, используя цены текущего года и среднюю долгосрочную ставку инфляции.

Долгосрочный уровень инфляции и дисконтная ставка, которые использовались для определения размера обязательств на балансе компаний группы по состоянию на 31 декабря 2009 года, находись в диапазоне от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12,08% соответственно (2008 год: от 2,0% до 5,5% и от 6,0% до 12,0%).

Экологическая реабилитация

Руководство Компании также принимает решения и оценивает суммы на создание резервов по обязательствам природовосстановления. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или признаются в качестве расходов в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующим условиям, вызванным прошлыми операциями, и которые не имеют будущей экономической выгоды, относятся на счет расходов.

Обязательства определяются исходя из текущей информации о затратах и ожидаемых планах для ликвидации последствий и записываются без учета инфляции, если сроки процедур не были согласованы с уполномоченными органами. Созданный Компанией резервный фонд на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшую оценку руководства, исходя из независимой оценки ожидаемых расходов, необходимых для соблюдения Компанией существующих нормативных требований в Казахстане. В соответствии с меморандумом о взаимопонимании, подписанным РД КМГ с МЕР в июле 2005 года, Компания согласилась взять на себя ответственность за ликвидацию последствий определенных загрязнений почвы и размещения нефтяных отходов, относящихся к добыче нефти до начала производства. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта, объем и график реализации мероприятий по ликвидации последствий – не были формально согласованы с Правительством. Соответственно, обязательства не были дисконтированы. Так как первоначальные условия обязательств не были установлены и руководство обоснованно предполагает, что план ликвидации последствий, согласованный с уполномоченными органами на весь период до десяти лет, будет реализован, Компания классифицировала это обязательство как внеоборотное, кроме части расходов, которые, по предположениям Компании, будут понесены в 2010 году. В случае создания резерва на покрытие обязательств по экологической реабилитации фактические расходы могут отличаться от прогнозных в связи с изменениями в законодательстве и нормативной базе, ожиданиях общественности, исследовании и анализе условий участка и изменениями в технологии очистки. Более подробно неопределенные факторы по обязательствам об экологической реабилитации описаны в Примечании 36 к Финансовой отчетности за 2009 год. Движение провизий, созданных для покрытия обязательств по экологической реабилитации раскрыто в Примечании 20 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Активы по отложенному налогу

Активы по отложенному налогу признаются для всех налоговых льгот и неиспользованных налоговых убытков в том случае, если имеется возможность, что налогооблагаемая временная разница и хозяйственная природа таких расходов будут доказаны. Требуется серьезное решение со стороны руководства Компании для определения суммы активов по отложенному налогу, которая может быть признана, исходя из возможных сроков и уровня будущих налогооблагаемых доходов, вместе с будущими стратегиями налогового планирования. Текущая стоимость активов по отложенному налогу на 31 декабря 2009 году составила 12,7 млрд. тенге, по сравнению с 4,1 млрд. тенге в 2008 году. См. Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года. Компания начисляет и оплачивает корпоративный подоходный налог (далее – **КПН**) по ставке 20% от налогооблагаемого дохода за 2009 год. В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан приняло законодательные акты, отсрочившие первоначально принятое поэтапное снижение ставок корпоративного подоходного налога в 2010 и 2011 годах до 17,5% и 15%, соответственно. Согласно внесенным изменениям и дополнениям, ставки корпоративного подоходного налога будут снижены до 17,5% в 2013 году и до 15% начиная с 2014 года. Вышеупомянутые законодательные акты также отсрочили первоначально принятое увеличение налога на добычу полезных ископаемых на 1% в 2010 году и еще на 1% в 2011 году. В результате, ставки 2009 года будут оставаться в силе по 2012 год, а повышение произойдет в 2013 и 2014 годах, соответственно. Таким образом, в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года с изменениями и дополнениями, новый налог на добычу полезных ископаемых, привязанный к мировой цене на нефть, умноженной на объемы добытых соответствующим предприятием нефти и газа, без вычетов, взимается по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013 году и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газового конденсата на нефтеперерабатывающие предприятия в Казахстане, вышеупомянутые ставки налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5.

В 2009 году фактическая ставка налога в виде процента от чистого дохода до уплаты налога составляла 48,7%. Налогооблагаемый доход исчислялся в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года. Налог на сверхприбыль рассматривается как налог на доход и включается в состав расходов на

уплату подоходного налога. В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года Компанией был начислен и уплачен налог на сверхприбыль, основанный на доходах и вычитаемых расходах, определяемых по каждому месторождению в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, и колеблется от 0 до 60%, исходя из соотношения доходов и расходов по каждому месторождению. Отложенный налог исчисляется применительно как к корпоративному подоходному налогу, так и к налогу на сверхприбыль. Отложенные корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль исчисляются по временной разнице по ожидаемым ставкам, введенным в действие 1 января 2009 года. Налоговым кодексом 2009 года. Налоговая база по отложенному корпоративному подоходному налогу и налогу на сверхприбыль рассчитывается в соответствии с требованиями налогового законодательства, введенного в действие Налоговым кодексом 2009 года, как это описывается в Примечании 31 к Финансовой отчетности за 2009 год.

При оценке налоговых рисков руководство Компании рассматривает как возможные обязательства отдельные налоговые позиции, которые Компания не планирует обжаловать или не считает, что они могут быть успешно обжалованы, если такие суммы будут начислены налоговыми органами. Такие решения по своей природе требуют серьезного рассмотрения и могут впоследствии пересматриваться ввиду изменений в налоговом законодательстве и правилах, внесения поправок в налоговые условия Контрактов на недропользование Компании, вынесения решений по существующим судебным налоговым спорам, а также результатов налоговых проверок, которые ведутся в настоящее время налоговыми органами. См. Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Справедливая стоимость активов и пассивов, приобретаемых при объединении компаний

Компания обязана отдельно указывать, на дату их приобретения, поддающиеся учёту активы, обязательства и условные обязательства, приобретенные или принятые на себя при объединении компаний по их справедливой стоимости, что предполагает установление оценочных значений. Такие оценки основываются на оценочных методиках, требующих больших знаний по прогнозированию будущих финансовых потоков и определению других допущений. В 2009 году Компания приобрела доли в ММГ, Павлодарском НПЗ, КПВ и Каспийском трубопроводе, и к 31 декабря 2009 года не успела окончательно определить справедливую стоимость поддающихся учёту активов и обязательств приобретенных ею предприятий и, соответственно, указала стоимость приобретений по предварительной оценке. Завершение определения справедливой стоимости в 2010 году может привести к значительным корректировкам отраженных сумм поддающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании. – 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 основывалась зарегистрированная стоимость определенных активов»*.

Раскрытие количественной и качественной информации о рыночных рисках

Компания осуществляет деятельность в высоко конкурентной отрасли и сталкивается с сильной конкуренцией в части заключения новых Контрактов на недропользование, привлечении квалифицированного персонала и рынков экспорта сырой нефти и нефтепродуктов.

Компания подвержена рискам, связанным с запасами и добычей, оценкой запасов нефти и газа, природоохранным законодательством Казахстана, ценами на сырую нефть, газ и нефтепродукты, иностранной валютой, ликвидностью, кредитами, процентными ставками, налогообложением, а также другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты по обмену иностранных валют, валютные опционы, свопы процентных ставок и международные товарные соглашения, чтобы управлять этими рыночными рисками.

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 на заключение всех Контрактов на недропользование, ее 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, включая отчет GCA для РД КМГ. 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 возникать в результате более строгого применения существующих норм и правил, судебные споры или изменения в законодательстве не могут быть надлежащим образом оценены. По мнению руководства Компании, помимо обсуждаемых здесь непредвиденных обстоятельств и обязательств, раскрытых в Примечании 20 к Финансовой отчетности за 2009 год, исходя из существующей нормативно-правой базы, никаких вероятных или возможных природоохранных обязательств, которые могли бы оказать существенное неблагоприятное воздействие на финансовое состояние Компании, отчет о совокупном доходе или на движение денежных средств не существует.

В июне 2007 года и марте 2008 года территориальное управление ООС по Атырауской области начало отдельные разбирательства против ТШО в связи с предполагаемым нарушением природоохранного законодательства, вызванным хранением серы на Тенгизском месторождении ненадлежащим образом. В результате указанных разбирательств, к ТШО были применены штрафы в размере 307 млн. долларов США в ходе разбирательства в 2007 году и 307 млн. долларов США в ходе разбирательства в 2008 году. В ноябре 2007 года ТШО уплатила сумму штрафа по решению 2007 года, опротестовав при этом решение суда, и в дальнейшем будет продолжать процедуру обжалования с помощью всех имеющихся средств защиты. ТШО не оплачивало штраф по решению 2008 года, но начала переговоры с Правительством об отмене штрафа. В мае 2009 года Правительство и ТШО заключили меморандум о взаимопонимании, согласно которому: (i) разбирательства о начислениях 2007 и 2008 годов будут прекращены (после принятия

Правительством соответствующего постановления, которое ожидается до конца апреля 2010 года); (ii) ТШО получит возмещение всей суммы административного штрафа в размере 307 млн. долларов США, выплаченного им в отношении начислений 2007 года, посредством зачета в счет обязательств ТШО по уплате роялти, а также будет отменен административный штраф в размере 307 млн. долларов США по начислению 2008 года; и (iii) ТШО построит соответствующие хранилища для серы и реализует некоторые другие социальные программы. 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, и которая требует обращения с учетом экологических факторов»*.

В ноябре 2008 года ТШО получила от Атырауского налогового департамента уведомление о том, что ТШО якобы занизила в отчетности объемы серы за 2004-2006 годы. В уведомлении содержалось требование о подаче ТШО исправленных налоговых деклараций за вышеуказанные периоды с расчетом объемов на кумулятивной основе. В декабре 2008 года уведомление было обжаловано ТШО. С Правительством ведутся переговоры в целях урегулирования спора. Кроме того, в 2008 году, в связи со случаями сжигания газа на факелах были начислены и уплачены ТШО суммы, в общей сложности составившие 60 млн. долларов США. По мнению руководства ТШО, разрешение этих вопросов не будет иметь существенного влияния на финансовое состояние и операционные показатели ТШО.

Более подробные сведения о природоохранном законодательстве Казахстана приводятся в разделе *«Охрана окружающей среды, охрана труда и техника безопасности»*.

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:

- мировая и региональная поставка и спрос и ожидания 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 продаются на спотовом рынке или по краткосрочным контрактам по ценам, чувствительным к рынку. Рыночные цены на экспортные продажи сырой нефти и нефтепродуктов зависят от изменчивых тенденций движения

цен на рынке товарных фьючерсов. По данным Управления по энергетической информации Министерства энергетики США (EIA) средняя месячная цена сырой нефти марки Brent составила в декабре 2008 года около 40 долл. США за баррель, т.е. на 70% меньше, чем в июле 2008 года (133 долл. США за баррель). В 2009 году цены в целом выросли до 74 долл. США за баррель по состоянию на декабрь 2009 года, что составило увеличение на 75% по сравнению с ценами декабря 2008 года. См. раздел *«Основные факторы, оказывающие влияние на результаты финансово-хозяйственной деятельности – Изменения в ценах на сырую нефть и нефтепродукты»*. Средние цены продаж могут отличаться от указанных рыночных цен в силу эффекта от неравномерных распределений объемов во время периода, различий в качестве, разных сроках доставки по сравнению с приводимыми базовыми оценками, разными условиями на местных рынках и от других факторов. При этом, однако, продажные цены на экспортную сырую нефть значительно выше, чем внутренние цены. За исключением РД КМГ, которая недавно заключила ряд деривативных контрактов в целях хеджирования рисков, связанных с изменениями в ценах на нефть, применительно к некоторой части своей добычи, Компания не использует финансовые инструменты для хеджирования своей добычи, чтобы снизить воздействие ценовых рисков. См. раздел *«Изменения в ценах на сырую нефть и нефтепродукты»*. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Изменение цен на сырую нефть, которые исторически являются волатильными и зависят от множества независимых от Компании факторов, приводит к существенному колебанию доходов и чистой прибыли Компании.»*.

Валютный риск

Основной риск Компании, связанный с обменным курсом валют, состоит в изменениях обменного курса доллара США по отношению к тенге и, в меньшей степени, по отношению к другим валютам. После того, как в апреле 1999 года НБК установил плавающий обменный курс тенге, колебания курса национальной валюты были значительными, несмотря на то что за последние десять лет, до своей недавней девальвации, проведенной НБК в феврале 2009 года, курс тенге, как правило, рос по отношению к доллару США. Однако, 4 февраля 2009 года НБК девальвировал тенге на 18% по отношению к доллару США; в известной степени причиной девальвации явилось давление на платёжный баланс Казахстана в результате падения цен на сырьевые товары (в частности на нефть и газ). Девальвацией тенге также преследовалась цель повысить экспортную конкурентоспособность казахстанских товаров. По состоянию на 31 декабря 2009 года официальный курс тенге к доллару США, установленный НБК, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая падение курса тенге к доллару США на 22,8% в сравнении с 31 декабря 2008 года. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, относящиеся к Республике Казахстан – В феврале 2009 года НБК девальвировал тенге на 18%. Дальнейшая девальвация тенге может оказать неблагоприятное воздействие как на Компанию, так и на общественные финансы и экономику Республики Казахстан»*. 30 декабря 2009 года Председатель НБК Григорий Марченко объявил о продлении действия валютного коридора в отношении обменного курса тенге к доллару США до 20 марта 2011 года. НБК может по своему усмотрению отменить или изменить коридор. 13 апреля 2010 года официальный курс тенге к доллару США, установленный НБК, составлял 146,67 тенге за 1 доллар США.

Большинство поступлений Компании, а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции выражается в тенге.

В том, что касается 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 2009 года 9 446,9 млн. долларов США (1 401,5 млрд. тенге) задолженности Компании были выражены в долларах США (что составляет 76,3% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 12 386,6 млн. долларов США (1 837,7 млрд. тенге)). Падение курса доллара по отношению к тенге снижает в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, а рост курса доллара по отношению к тенге увеличивает 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 несет

убытки при пересчете в доллары США. См. раздел «Влияние изменений обменных курсов на экспортные продажи и операционную прибыль».

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.

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. По состоянию на 31 декабря 2009 года Компания имела положительный оборотный капитал, в основном в результате того, что краткосрочные активы превышали краткосрочные обязательства, а также ввиду двукратного увеличения дебиторской задолженности, краткосрочных финансовых активов и товарных запасов. 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.

Кредитный риск

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. У Компании нет необходимости принимать в залог имущество в порядке обеспечения исполнения обязательств по финансовым инструментам, подверженных кредитным рискам. Несмотря на то, что на сбор этой дебиторской задолженности могут оказывать воздействие экономические факторы, влияющими на эти организации, Компания считает, что не существует существенного риска убытков помимо тех, на покрытие которых уже были сформированы резервы.

За исключением Газпрома, на долю которого пришлось 90% и 90% платежей АО «Интергаз Центральная Азия» за транспортировку газа в 2009 и 2008 годах соответственно, концентрация кредитного риска по дебиторской задолженности ограничена в силу большого числа клиентов, включенных в базу клиентов Компании, и использования аккредитивов в случае большинства сделок купли-продажи. Страхование депозитов юридических лиц не предлагается финансовыми учреждениями, осуществляющими деятельность в Казахстане. Руководство Компании периодически проверяет кредитоспособность финансовых учреждений, в которых помещает свои депозиты.

Кроме того, Компания подвергается кредитному риску и риску недостатка ликвидности в связи с инвестиционной деятельностью, в первую очередь, ввиду размещения средств на депозитах в казахстанских банках. См. «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Серьезные финансовые трудности, через которые пришлось пройти большей части казахстанских банков, могли привести к потере значительных денежных депозитов Компании, размещенных в таких банках» и «Ликвидность и собственный капитал – Депозиты в казахстанских банках».

Риск процентных ставок

Компания подвергается процентному риску по задолженности с плавающей процентной ставкой и, в меньшей степени, по задолженности с фиксированной процентной ставкой. По состоянию на 31 декабря 2009 года совокупная основная сумма непогашенных кредитов и займов Компании равнялась 1 837,7 млрд. тенге, из которых на 1 224.0 млрд. тенге вознаграждение начисляется по фиксированной процентной ставке, а 613,7 млрд. тенге – по плавающей процентной

ставке, главным образом определяемой, исходя из ставки ЛИБОР для депозитов в долларах США. См. «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. Гипотетическое внезапное неблагоприятное изменение на 10 базисных пунктов процентной ставки, применимой к каждой категории финансовых обязательств с плавающей ставкой, имеющихся у Компании на 31 декабря 2009 года, приведет к дополнительным чистым затратам на выплату процентов на сумму 1 200 тыс. долл. США. Однородная категория обязательств определяется согласно валюте, в которой выражены финансовые обязательства, и допускает то же самое движение процентной ставки в пределах каждой однородной категории (например, доллар, 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.

Налогообложение

Эффективная ставка налогообложения Компании, исчисляемая как процент от чистого дохода до вычета налога, составляла 48,7% и 34,3% в 2009 и 2008 годах, соответственно. Основной причиной увеличения ставки налогообложения в период между 2008 и 2009 годами явилось признание Компанией в 2009 году отложенного подоходного налога по нераспределенным дивидендам ТШО в размере 34,2 млрд. тенге, а также применение более высокой ставки налога на сверхприбыль в 2009 году в сравнении с 2008 годом. См. раздел «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение – Отложенный налог у источника выплаты*».

Казахстанское налоговое законодательство, нормы и правила зависят от продолжающихся изменений и меняющихся толкований. Не являются чем-то необычным случаи, когда местные, региональные и государственные налоговые органы по разному толкуют одно и то же положение. В настоящее время применяется довольно суровый режим штрафов и пени за сообщаемые и выявляемые нарушения налогового законодательства Казахстана. Штраф обычно составляет 50% от дополнительно начисленных сумм налога, а пеня устанавливается по ставке рефинансирования, установленной НБК, умноженной на 2,5. В результате таких мер, штрафы и пени могут достигать до многократных величин от начисленного налога. Налоговые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с налоговой системой Казахстана, конечная сумма налогов, штрафов и процентов, если таковые имеются, может превышать сумму, списанную в расход к настоящему времени и накопленную к 31 декабря 2009 года. По состоянию на 31 декабря 2009 года руководство Компании считает, что соответствующие законодательные нормы толкуются ею надлежащим образом и что вероятней всего, Компания удержит свои налоговые позиции, кроме как в тех случаях, по которым были сформированы резервы, или которые иным образом раскрыты в Примечаниях 4, 22 и 36 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Внебалансовые статьи

По состоянию на 31 декабря 2009 года у Компании не имелось никаких существенных внебалансовых статей. Компания формирует в отчетности резервы на покрытие всех признанных условных обязательств или иным образом представляет о них сведения в консолидированной финансовой отчетности. Кредитный риск, связанный с внебалансовыми финансовыми инструментами, определяется как возможность возникновения убытков в результате невыполнения

другой стороной такого финансового инструмента своих договорных обязательств. По мнению руководства Компании, внебалансовые инструменты не имеют существенного значения для ее консолидированных операционных показателей и финансового состояния.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Общие сведения

Официальное наименование Компании – Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз», коммерческое наименование – АО «НК «КазМунайГаз». Компания учреждена в виде акционерного общества закрытого типа в соответствии с законодательством Республики Казахстан 27 февраля 2002 года. В соответствии с Указом Президента РК 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» (далее – «**Казахойл**») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа» (последние были ликвидированы при передаче Компании всех своих активов, включая доли в совместных предприятиях). Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом РК «Об акционерных обществах», свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО от 16 марта 2004 года.

Юридический адрес Компании: 010000, Казахстан, г.Астана, пр. Кабанбай батыра 19, телефон +7 (7172) 976 000.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Республики Казахстан, объединяющей вертикально интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации, расположенные преимущественно в Казахстане. На основании данных Агентства по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 31 декабря 2009 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций). По данным Агентства по статистике и внутренней информации Компании, Компания также эксплуатирует крупнейшие по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводные сети в Казахстане. В дополнение к этому, Компания имела значительную или контрольную долю участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии.

Компания подсчитывает свои запасы на основе казахстанской методологии, которая значительно отличается от общепринятых международных классификаций и методик, основанных на стандартах PRMS и Общества инженеров-нефтяников США (SEC) (См. раздел «Предоставление сведений о финансовых резервах и другой информации – Информация по определенным резервам»), особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Согласно казахстанской методике, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых и ассоциированных организациях), а консолидированные запасы газа Компании по категориям А+В+С1 составили 102,2 млрд.м³ (58,8 млрд.м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). См. раздел «Нефтегазовая промышленность Казахстана – Классификация запасов».

В 2009 году объем добычи Компании составил 18,2 млн. тонн (9,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 4,2 млрд.м³ (0,9 млрд.м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) природного газа, по сравнению с 17,1 млн. тонн (9,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 3,7 млрд.м³ (1,3 млрд.м³ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) газа в 2008 году. Согласно данным

Агентства по статистике и внутренней информации Компании, объем сырой нефти, добытой Компанией составил 23,9% и 24,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане в 2009 и 2008 годах, соответственно.

На 31 декабря 2009 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, собственником или оператором которых является Компания, составила 7 279 км, а общая протяженность газопроводных сетей, собственником или оператором которых является Компания, составила 12 577 км.

В 2009 и 2008 годах общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте) переработки составили соответственно 12,0 млн. тонн и 10,2 млн. тонн (соответственно 10,1 млн. тонн и 8,2 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях)..

По состоянию на 31 декабря 2009 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории А+В+С1 составляла 41,1 года (40,0 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 24,2 года (63,6 года за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Обеспеченность запасами рассчитывается путем деления соответствующих запасов на соответствующие объемы добычи. В 2009 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий А+В+С1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 439% (минус 22%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 647% (641% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий А+В+С1 Компании в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло, главным образом, из-за более значительного эффекта от приобретения Компанией в 2008 году дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48% по сравнению с эффектом от приобретения Компанией 50% доли участия в ММГ в 2009 году.

– В 2009 году совокупный доход Компании сократился на 15,7% до 1 589,5 млрд. тенге с 1 885,6 млрд. тенге в 2008 году. Чистая прибыль Компании в 2009 году также сократилась на 51,3% до 190,6 млрд. тенге с 390,1 млрд. тенге в 2008 году. На 31 декабря 2009 года общая стоимость активов Компании составила 5 126,0 млрд. тенге по сравнению с 3 906,7 млрд. тенге на 31 декабря 2008 года.

В таблице ниже указаны основные дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, основные виды их деятельности и отдельная информация по состоянию на дату составления настоящего Базового проспекта:

Наименование и направление деятельности	Доля участия %	Описание деятельности
<i>Активы по разведке и добыче</i>		
АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» (РД КМГ)	61,36 ⁽¹⁾	РД КМГ – основная дочерняя организация Компании, осуществляющая операции по наземной разведке и добыче, а также крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам и добыче. РД КМГ осуществляет добычу нефти и газа на 46 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого на 31 декабря 2009 года составляли 21,0% от объема запасов сырой нефти Компании. В 2009 году объемы добычи РД КМГ составили 9 млн. тонн сырой нефти и 924,4 млн. м ³ газа, а на 31 декабря 2009 года, по казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 231,1 млн. тонн, а запасы газа категорий А+В+С1 – 58 771 млн. м ³ .

- ТОО «СП «Казгермунай» – 50,00%:

Казгермунай – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и ПККИ

(через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. В 2009 году объемы добычи Казгермунай, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 260,4 млн. м³ газа, а на 31 декабря 2009 года, по казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,7 млн. тонн.

- «ПетроКазахстан Инк.» – 33,00%:

В декабре 2009 года РД КМГ завершила процесс приобретения у Компании 100% простых акций компании «КМГ ПКИ Файнэнс», которой, в свою очередь, принадлежит 33% доли участия в ПКИ. ПКИ – основная ассоциированная организация Компании, которая занимается разведкой и добычей нефти. Контрольное участие принадлежит Китайской национальной нефтедобывающей корпорации (China National Petroleum Corporation, далее – CNPC). ПКИ занимается разработкой пяти месторождений в Южном Казахстане. В 2009 году объемы добычи ПКИ составили 2,1 млн. тонн сырой нефти и 291,9 тыс. м³ газа, относимые на счет РД КМГ, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 21,2 млн. тонн, относимые на счет РД КМГ.

ПКИ, в свою очередь, владеет 50%-ными долями участия в Казгермунае и АО «Тургай-Петролеум». Объемы добычи и запасов Казгермунай и АО «Тургай Петролеум», относимые на счет ПКИ, консолидируются с данными по объему добычи и запасам ПКИ, включенными в настоящий Базовый проспект.

- «CITIC Canada Energy Limited» – 50,00%:

CSEL – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и компанией «СITIC», каждой из которых принадлежит доля по 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. В 2009 году объемы добычи CSEL, относимые на счет РД КМГ, исходя из доли РД КМГ в уставном капитале CSEL, составили 0,9 млн. тонн сырой нефти и 7,7 млн. м³ газа, а на 31 декабря 2009 года, по казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий А+В+С1 составили 28,8 млн. тонн.

ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) 20,00

ТШО – совместно контролируемое предприятие, которая, главным образом, эксплуатирует месторождение Тенгиз в Западном Казахстане, одно из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий А+В+С1, на долю которого по состоянию на 31 декабря 2009 года приходилось 28,9% запасов сырой нефти Компании категорий А+В+С1. В 2009 году уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 4,5 млн. тонн сырой нефти и 2 338,1 млн. м³ газа; при этом по состоянию на 31 декабря 2009 года по казахстанской методологии, запасы сырой нефти, относимые на счет Компании, составили 233,8 млн. тонн. Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз, основном месторождении ТШО, является попутным газом, который не может быть классифицирован как газ категории А, В или С1 согласно казахстанской методологии и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.

Консорциум Северо-Каспийского проекта (КСКП) 16,

КСКП – консорциум, который через операторскую компанию занимается разработкой месторождения Кашаган на Каспийском море. В октябре 2008 года доля Компании в КСКП выросла с 8,33% до 16,81% после того, как все международные стороны-участницы КСКП и государственные органы Казахстана подписали соглашение о введении новой договорной базы и принципов управления консорциумом и была завершена передача Компании другими участниками КСКП дополнительной доли в размере 8,48% от уставного капитала консорциума. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертой четверти 2012 года – см. раздел «Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП – Месторождение Кашаган». Согласно казахстанской методологии, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти КСКП категорий А+В+С1, относимые на счет Компании, составили 127,9 млн. тонн, что составляет приблизительно 17,1% от запасов нефти Компании категорий А+В+С1, исходя из принадлежащей Компании 16,81%-ной доли в КСКП. В январе 2009 года оператором КСКП стала, вместо компании «Eni S.p.A», NCOC, вновь созданное совместно контролируемое предприятие, учрежденное участниками консорциума.

АО «Мангистаунайгаз» (ММГ) 50,00

ММГ – занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является «Mangistau Investments B.V.» (далее – MIBV) – совместно контролируемое предприятие КМГ и «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее – CNPC E&D), в котором каждому участнику принадлежит 50% доли участия. КМГ приобрела свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ – одна из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, согласно Контракту на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий

A+B+C1 оценивались в 44,2 млн. тонн, газа категорий A+B+C1 в 10 859,0 тыс. м³, относимые на счет Компании, и составили 5,9% и 10,6% 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 2009 года оценивались в 32,4 млн. тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 13 692 тыс. м³ газа категорий A+B+C1 и составили 4,4% и 13,4% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно.

Транспортные активы⁽²⁾

АО «КазТрансОйл» (КТО) 100,00

КТО – транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод УАС в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки в черноморские порты или напрямую в Европу. На 31 декабря 2009 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 071 км. с трубами диаметром от 0,5 м до 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 50,8 млн. тонн.

- ТОО «СП «Казахстанско-китайский трубопровод» -50,00%:

ККТ – совместно контролируемое предприятие между КТО и CNODC, каждой из которых принадлежит доля по 50% доли участия. ККТ построил нефтепровод Атасу-Алашанькоу и нефтепровод Кенкияк-Кумколь, представляющие собой две из трех нефтепроводных систем, составляющих нефтепроводную сеть Казахстан – Китай, целью которого является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. На 31 декабря 2009 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км. с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составили 7,7 млн. тонн. Эти данные не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был завершен в октябре 2009 года; общая протяженность трубопровода составила 794 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м.

- АО СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас» -51,00%:

МунайТас – совместно контролируемое предприятие между КТО (51% акций) и компанией «CNPC E&D» (49% акций). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане и заканчивается в городе Атырау, являясь одним из трех систем трубопроводов, входящих в состав Казахстанско-китайского трубопровода(вместе с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и трубопроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет нефтепроводы УАС и КТК, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск. На 31 декабря 2009 года, протяженность трубопроводной сети Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 5,9 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.

АО «КазТрансГаз» (КТГ) 100,00

КТГ – транспортная компания, которая через компанию «Intergas International B.V.» владеет 100% долей участия в ИЦА, которая 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. На 31 декабря 2009 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 12 557 км, включая 131 км трубопровода с трубами диаметром менее 0,5 м и 12 446 км трубопровода с трубами диаметром от 0,5 до 1,4 м. В 2009 году объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 91,1 млрд. м³ газа.

- ТОО «Азиатский газопровод» – 50,00%

АГП является совместно контролируемым предприятием между КТГ и CNPC, каждой из которых принадлежит по 50% доли участия. АГП создано с целью строительства и эксплуатации на территории Казахстана Азиатского газопровода, по которому транспортируется газ из центрально-азиатских республик в основные населенные пункты Южного Казахстана, а также в Китай. 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь данного проекта, состоящая из трубопровода пропускной мощностью 10 млрд. м³ в год.

Перерабатывающие активы

АО «Торговый Дом

ТД КМГ – основное перерабатывающее, маркетинговое и торговое предприятие

Компании. Основные виды деятельности ТД КМГ включают переработку сырой нефти, эксплуатацию сети автозаправочных станций и реализацию сырой нефти и продуктов нефтепереработки Компании. Через ТД КМГ Компания имеет значительную или контрольную долю в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана: Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. Кроме того, ТД КМГ владеет 100%-ной долей участия в «Ромпетрол», которому в свою очередь принадлежит контрольная доля в НПЗ Петромидиа в Румынии. В 2009 году объемы производства ТД КМГ составили 12,0 млн. тонн продуктов (нефте)переработки.

Основными перерабатываемыми активами ТД КМГ являются:

- Павлодар

С августа 2009 года ТД КМГ через ТД «КазМунайГаз Н.В.» владеет 100%-ной долей участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ (далее – Павлодарский НПЗ) вместе с 58% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» – юридическом лице, которое является держателем лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат государству). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду 100% активов, составляющих Павлодарский НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. На 31 декабря 2009 года проектная мощность Павлодарского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в сутки. В 2009 году на Павлодарском НПЗ было переработано 4,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,8 млн. тонн.

- Атырау

ТД КМГ владеет 99,17% акций нефтеперерабатывающего завода, расположенного в Атырау в Западном Казахстане (Атырауский НПЗ). На 31 декабря 2009 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 10 753 тонн нефти в сутки. В 2009 году на Атырауском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 3,7 млн. тонн.

- Шымкент

ТД КМГ через компанию «Valseira Holdings B.V.» владеет 49,72%-ной долей в ТОО «ПетроказхстанОйлПродактс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Шымкенте в Южном Казахстане (Шымкентский НПЗ). На 31 декабря 2009 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 15 068 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 11 021 тонн нефти в сутки. В 2009 году на Шымкентском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов, относимый на счет Компании, составил 1,9 тонн.

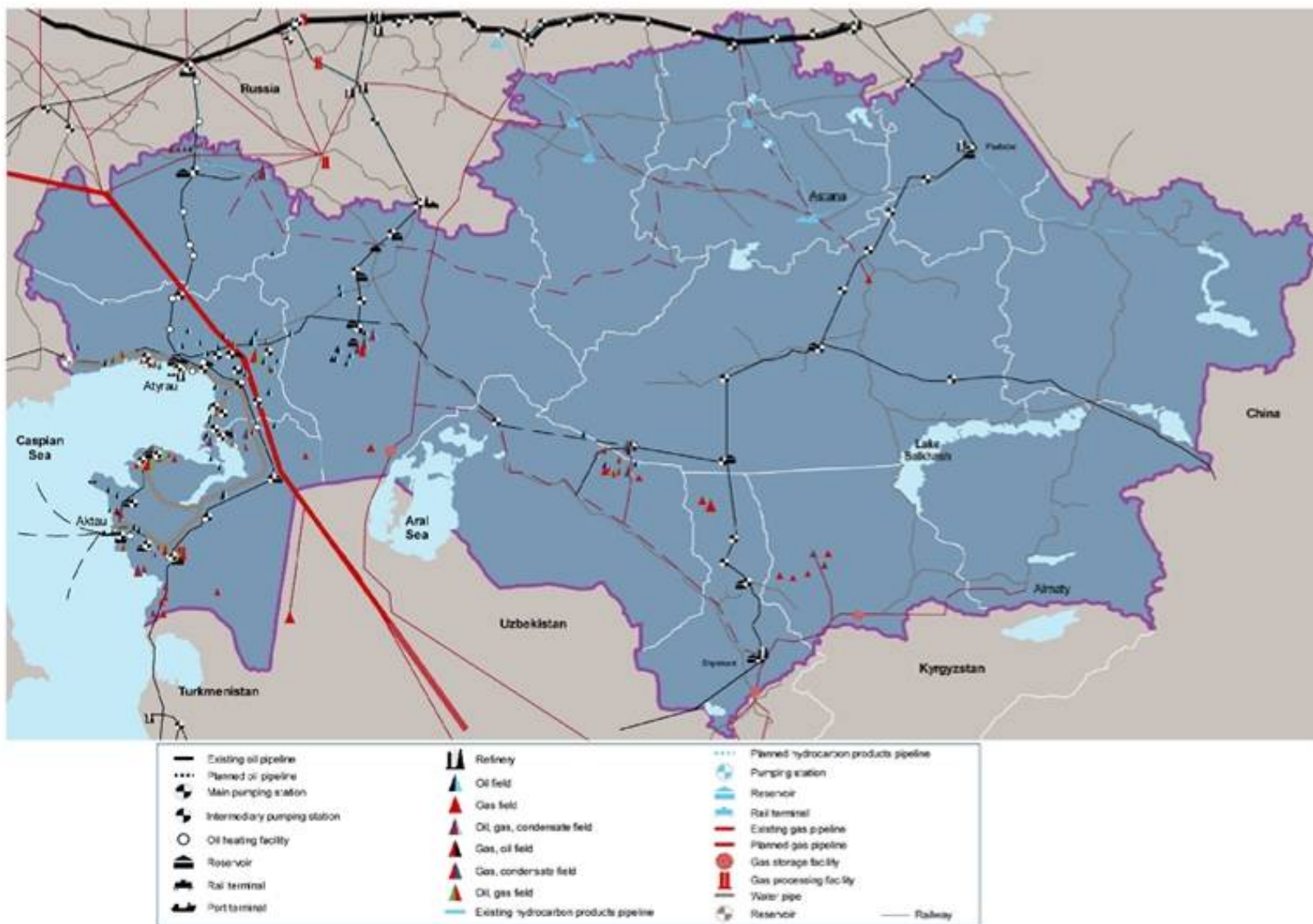
- Петромидиа

ТД КМГ владеет, через компанию «Ромпетрол», 98%-ной долей (на 31 декабря 2009 года – 76,35%-ной долей) в «Rompetroл Rafinare S.A.», в свою очередь, владеющей нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Наводари в Румынии (НПЗ Петромидиа). См. раздел «Деятельность – Переработка, маркетинг и продажа – Перерабатывающие предприятия – НПЗ Петромидиа». На 31 декабря 2009 года проектная мощность НПЗ Петромидиа составила 13 698 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в сутки. В 2009 году на НПЗ Петромидиа было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 3,9 млн. тонн.

Примечания:

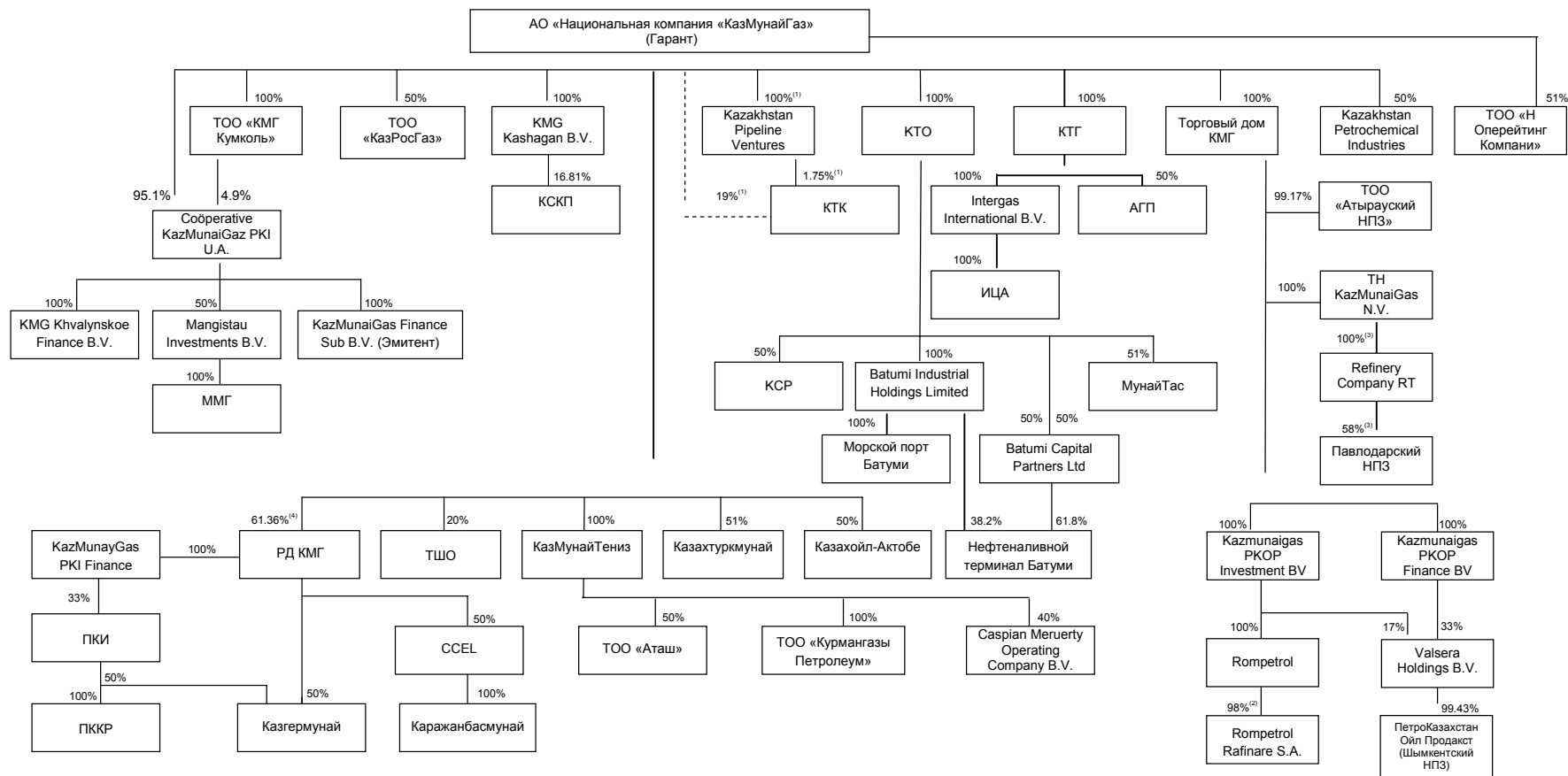
- (1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.
- (2) Подробные сведения о пропускной мощности трубопроводов Компании приводятся в разделе «Деятельность – Транспортировка».

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 31 декабря 2009 года:



Корпоративная структура

Организационная структура, включающая основных членов группы Компании, на дату настоящего Базового проспекта выглядит следующим образом:



Примечания:

- (1) В апреле 2009 года Компания приобрела у BP долю в размере 49,9% в KPV, увеличив фактическое бенефициарное участие в КТК до 20,75% (куда входят 19%, принадлежащие правительству (и управляемые Компанией) и еще 1,75%, принадлежащие Компании через KPV). См. раздел «Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»
- (2) Если «Rompetrol» выпустит акции в «Rompetrol Rafinare» в оплату за Конвертируемые облигации Ромпетрол, контроль над «Rompetrol Rafinare» и, соответственно, НПЗ Петромидиа, будет потерян. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Консолидированной группы – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа».
- (3) Компании принадлежат 100% в «Refinery Company RT», владеющей всеми активами Павлодарского НПЗ, вместе с 58%-ной долей в АО «Павлодарский НПЗ» - организации, являющейся держателем лицензий на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42,00% в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат государству). «Refinery Company RT» предоставляет 100% активов, входящих в состав Павлодарского НПЗ, в аренду АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ.
- (4) На 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

Основные преимущества

По мнению Компании, она имеет следующие основные преимущества:

Сильная поддержка со стороны Правительства, которое косвенно является единоличным собственником Компании.

Находясь в полной государственной собственности, Компания пользуется сильной поддержкой с его стороны. Помимо прочего, Правительство традиционно оказывает помощь Компании, предоставляя ей финансовую и стратегическую поддержку и играя важную роль в оказании Компании содействия в расширении ее деятельности, увеличении запасов, повышении уровня добычи и развитии транспортной и перерабатывающей сетей.

Крупнейший на консолидированной основе производитель сырой нефти в Казахстане и собственник значительных долей участия во многих крупнейших нефтегазовых проектах Казахстана.

Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане (на основе данных Агентства по статистике и внутренней информации Компании) с объемом добычи 18,2 млн. тонн сырой нефти в 2009 году. За последние годы Компания и ее дочерние организации расширила масштабы своей деятельности через приобретение долей участия в ММГ, Павлодарском НПЗ, «Ромпетрол» и КРВ (КТК), а также других небольших разведочных и добывающих компаниях. Кроме того, РД КМГ приобрел долю участия в ПКИ, «Казгермунай» и ССЕЛ, которые также являются крупными нефтедобывающими предприятиями (несмотря на то, что Компания не консолидирует запасы и добычу таких компаний). Компания также со временем увеличила добычу на зрелых нефтяных и газовых месторождениях РД КМГ с помощью техники стимуляции и вторичного обогащения. См. раздел «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане*». Кроме того, Компания продолжает увеличивать добычу сырой нефти через совместное предприятие ТШО, которое расширило деятельность на месторождении Тенгиз в 2008 и 2009 годах. См. раздел «*Разведка и добыча – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО*».

Бенефициар принадлежащего государству преимущественного права приобретения участия в Контрактах на недропользование при продаже такого участия или при продаже предприятий, являющихся стороной таких соглашений.

Согласно законодательству Казахстана Правительство обладает преимущественным правом покупки в связи с любой передачей прав недропользования и передачей долей участия в юридическом лице, прямо или косвенно контролирующем другое юридическое лицо, имеющее права недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане. Несмотря на то, что Законом о недропользовании от Правительства этого не требуется, на практике Правительство назначило Компанию бенефициаром при осуществлении преимущественного права. Компания использовала данное право для приобретения долей участия в ММГ, ПКИ, «Казгермунай» и ССЕЛ. Руководство Компании полагает, что преимущественное право позволят Компании и далее расширять свое участие в казахстанских проектах по разведке и добыче нефти и газа.

Оператор обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.

Дочерние организации Компании – КТО и КТГ прямо или косвенно являются операторами основных сетей транспортировки углеводородов в Казахстане, и, следовательно, основных трубопроводов для транспортировки нефти и газа, добываемых в Казахстане, по территории Казахстана и до казахстанской границы или для транспортировки газа из других стран по территории Казахстана. Согласно озвученным Правительством планам расширения транспортных мощностей сетей нефтепроводов и газопроводов в Казахстане с завершением в октябре 2009 года строительства

трубопровода Кенкияк-Кумколь, все три секции нефтепровода Казахстан-Китай были введены в эксплуатацию. Кроме того, Компания заключила соглашения о сотрудничестве и совместной деятельности по строительству и эксплуатации (i) Азиатского газопровода, который планируется провести от Туркменистана через Узбекистан до Хоргоса в Китае через территорию Казахстана; (ii) Трубопровода Запад-Юг, который планируется провести от Бейнеу в Западном Казахстане до Шымкента в Южном Казахстане. 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь строительства Азиатского газопровода – трубопровод пропускной способностью 10 млрд. м³ в год; завершение второй очереди проектной мощностью 40 млрд. м³ в года планируется до окончания 2011 года. Завершение строительства первой очереди Трубопровода Запад-Юг планируемой пропускной способностью до 10,0 млрд. м³ ожидается к 2013 году.

Собственник значительных долей участия во всех трех основных НПЗ Казахстана – , а также в крупном НПЗ в Румынии.

На дату настоящего Базового проспекта в Казахстане существует три крупных НПЗ – в Атырау, Шымкенте и Павлодаре. Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и в 2007 году приобрела 49,72% долю участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которому принадлежит Шымкентский НПЗ в Южном Казахстане. Кроме того, в августе 2009 года Компания завершила приобретение принадлежащего ММГ контрольного пакета в Павлодарском НПЗ, в результате чего Компания получила крупную или контрольную долю участия во всех трех нефтеперерабатывающих предприятиях страны. Условием покупки Компанией Павлодарского НПЗ ставилось приобретение активов ММГ по разведке и добыче, что было завершено в ноябре 2009 года. Кроме того, в 2007 году Компания приобрела 75% долю участия в компании «Ромпетрол», которая впоследствии была увеличена до 100%, благодаря использованию Компанией Опциона «Ромпетрол» на покупку в июне 2009 года остальных 25% компании «Ромпетрол», которой косвенно принадлежит НПЗ Петромидиа в Румынии. Наличие в собственности НПЗ Петромидиа улучшило возможности Компании по переработке сырой нефти и сбыту нефтепродуктов на европейском рынке.

Стратегия

Цель Компании – сохранить свои позиции в качестве ведущей вертикально интегрированной нефтегазовой компании Казахстана, осуществляющей полный вертикально интегрированный производственный цикл, связанный с добычей, транспортировкой и переработкой углеводородов, концентрируя свое внимание на следующих приоритетах:

Увеличение общих объемов добычи Компании и восполнение запасов путем заключения сделок по приобретению и проведения поисково-разведочных операций.

На дату настоящего Базового проспекта Компания является (на основе данных Агентства по статистике и внутренней информации Компании) крупнейшим производителем нефти в Казахстане и планирует сохранить эту позицию, в частности, за счет использования статуса национальной нефтегазовой компании, назначенной Правительством для осуществления принадлежащего Правительству преимущественного права в соответствии со ст. 71 Закона «О недропользовании». Кроме того, Компания продолжит расширение посредством стратегических приобретений существующих наземных и морских разведочных и добывающих предприятий в Казахстане и за рубежом. В недавнее время, в ноябре 2009 года, Компания приобрела ММГ – пятую по величине нефтедобывающую компанию Казахстана, которая эксплуатирует нефтяные и газовые месторождения Каламкас и Жетыбай, а также другие активы в области разведки и добычи, в том числе имеет лицензии на разведку и освоение более 15 других нефтяных и газовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. Компания также будет стремиться создавать совместные предприятия с крупными международными нефтегазовыми компаниями по аналогии с ТШО и КСКП с тем, чтобы обеспечить освоение более сложных нефтяных и газовых месторождений. Далее, посредством использования стимуляции и вторичных методов интенсификации РД КМГ будет работать над стабилизацией добычи на своих старых нефтяных и газовых месторождениях.

Расширение транспортных систем путем разработки новых транспортных маршрутов и

увеличения мощностей существующих сетей.

Компания планирует сохранить свои стратегические позиции в качестве основной транспортной компании в регионе посредством, помимо прочего, (i) ввода в эксплуатацию Казахстанско-китайского нефтепровода из Атырау (Западный Казахстан) в Китай, строительство которого было завершено в октябре 2009 года с окончанием строительства трубопровода Кенкияк-Кумколь, (ii) дальнейшего развития своей транскаспийской морской транспортной системы путем наращивания пропускной способности трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан (далее - **трубопровод БТД**) до экспортного черноморского нефтяного терминала Батуми, которое намечено завершить к 2012 году, (iii) разработки Транскаспийского проекта, целью которого является обеспечение экспорта казахстанской сырой нефти, добываемой, в основном, на Кашаганском и Тенгизском месторождениях, по трубопроводам и путем перевозки танкерами через Каспийское море на международные рынки и технико-экономическое обоснование которого в настоящее время находится на стадии подготовки; (iv) дальнейшего развития Азиатского газового трубопровода, по которому осуществляется транзит газа из других республик Центральной Азии в крупные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай (намечено к поэтапному завершению в период между 2011 и 2012 годами); (v) увеличения, через свое дочернее предприятие ИЦА, пропускной способности трубопровода САЦ путем строительства трубопровода в обход Каспийского моря (в настоящее время проект находится на стадии технико-экономического обоснования, и реализация его может занять до трех лет с момента начала строительства); (vi) увеличения Трубопровода КТК, строительство которого должно быть закончено к 2013 году; и (vii) развития газового Трубопровода Запад-Юг, по которому будет осуществляться транзит газа из Бейнеу в Западном Казахстане в Шымкент в Южном Казахстане (в настоящее время проект находится на стадии технико-экономического обоснования, и реализация его может занять до двух лет после начала строительства).

Повышение роли Компании в «цепочке добавленной стоимости» нефти и газа посредством маркетинга и реализации нефтепродуктов конечным потребителям таких нефтепродуктов и модернизации ее нефтеперерабатывающих мощностей.

Компания расширяет свою маркетинговую и розничную сеть как в стране, так и за рубежом с целью повышения своей рентабельности посредством приближения своей продукции к конечным потребителям. Приобретение Компанией контрольного пакета акций компании «Ромпетрол» полностью соответствует данной стратегии и позволяет Компании получить доступ на европейские рынки для нефтепродуктов, переработанных на принадлежащем компании «Ромпетрол» НПЗ Петромида. В рамках этой стратегической инициативы, Компания также начала поставлять большую часть сырья для «Ромпетрол» за счет собственной нефтедобычи. Кроме того, в августе 2009 года Компания приобрела принадлежащую ММГ контрольную долю в Павлодарском НПЗ, который является крупнейшим и самым технически передовым НПЗ в Казахстане проектной мощностью по переработке 7,5 млн. тонн в год, в результате чего Компания стала собственником значительных или контрольных долей во всех трех основных нефтеперерабатывающих компаниях страны. Компания также планирует продолжать развивать розничную сеть Компании для максимального наращивания объема сбыта нефтепродуктов конечным потребителям.

Компания также планирует осуществить дальнейшую модернизацию Атырауского НПЗ с тем, чтобы на нем можно было производить нефтепродукты, соответствующие топливным стандартам Евро 3 и 4, как это требуется в соответствии с Техническими условиями, принятыми Правительством 29 декабря 2007 года, а также Шымкентский НПЗ и НПЗ Петромида. Нефтепродукты более высокого качества, которые позволят производить модернизированное производство, будут соответствовать новым экологическим стандартам и, как ожидается, позволят увеличить объем продаж нефтепродуктов.

Повышение эффективности посредством реорганизации своей корпоративной структуры.

В 2009 году Совет директоров одобрил стратегический план реорганизации корпоративной структуры Компании с целью повышения ее операционной эффективности. В соответствии с этой стратегической инициативой Компания продолжает проводить реорганизацию посредством продажи активов, не являющихся профильными для деятельности Компании, разделенной на пять бизнес

сегментов, включающих в себя (i) разведку и добычу нефти и газа; (ii) транспортировку газа и экспорт; (iii) транспортировку нефти; (iv) переработку, сбыт и розничную продажу; и (v) сопутствующие услуги в области нефти и газа.

Для повышения эффективности профильных видов деятельности, Компания также проводит централизацию своих вспомогательных функций, включающих ИТ, внутренний аудит, работу с персоналом в отдельную единицу, которая будет оказывать все административные услуги для каждого подразделения. Каждое подразделение будет разрабатывать свой собственный план стратегии и бизнес-планы, и для руководства им будет назначаться один управляющий директор. Управляющий директор каждого подразделения будет подотчетен Президенту (Председателю Правления) и будет входить в состав Правления Компании. Первый этап корпоративной реорганизации был завершен и одобрен советом директоров Компании 23 июня 2009 года. Второй этап корпоративной реорганизации займет от одного года до двух лет, и ход его осуществления будет зависеть от уровня интегрированности дочерних организаций Компании в соответствующее подразделение.

Кроме того, Компания реализует стратегию консолидации в структуре РД КМГ основных активов по разведке и добычи, контролируемых Компанией. С этой целью она уже продала в пользу РД КМГ свою долю в ПКИ и до конца 2010 года намерена продать РД КМГ еще некоторые активы.

Запасы

В соответствии с казахстанской методологией, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти Компании по категориям А+В+С1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Вместе с тем, см. данные в разделе *«Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Компании могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методологии»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*, *«Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям»*.

В таблице ниже приведены данные по запасам Компании категорий А+В+С1, относимым на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2009 года:

Компания и месторождение	За 2009 год				
	% доли участия	Нефть	% от общего объема	Газ	% от общего объема
		(млн. тонн)		(млн.м ³)	
<i>Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы:</i>					
Всего по РД КМГ	61,36% ⁽¹⁾	231,1	30,9%	58 771	57,5%
Месторождение Узень		157,3	21,0%	16 584	16,2%
Месторождения ЭМГ		73,8	9,9%	30 280	29,6%
Прочие месторождения		0,0	0,0%	11 907	11,7%
Всего по КСКП	16,81%	127,9	17,1%	–	0,0%
Месторождение Кашаган		127,9	17,1%	–	0,0%
Итого по дочерним организациям и совместно контролируемым активам:		359,0	48,0%	58 771	57,5%
<i>Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:</i>					
<i>Компании:</i>					
Всего по ТШО ⁽²⁾	20,00%	233,8	31,3%	–	0,0%
Месторождение Тенгиз		216,4	28,9%	–	0,0%
Прочие месторождения		17,4	2,3%	–	0,0%
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	27,8	3,7%	9 789	9,6%
Месторождение Алибекмола		17,0	2,3%	4 475	4,4%
Прочие месторождения		10,8	1,4%	5 314	5,2%
Всего по ММГ	50,00%	86,3	11,5%	26 680	26,1%
Месторождение Каламак		44,2	5,9%	10 859	10,6%
Месторождение Жетыбай		32,4	4,3%	13 692	13,4%
Прочие месторождения		9,7	1,3%	2 129	2,1%
Прочие совместные предприятия		4,3	0,6%	2 711	2,7%
<i>РД КМГ:</i>					
Всего по Казгермунай	61,36% ⁽¹⁾	15,7	2,1%	4 253	4,2%
Месторождение Акшабулак	50,00%	11,7	1,6%	1 700	1,7%
Прочие месторождения		4,0	0,5%	2 553	2,5%
Всего по ПКИ	33,00%	21,2	2,8%	–	0,0%
ПККР		12,4	1,7%	–	0,0%
Прочие месторождения		8,8	1,2%	–	0,0%
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		389,1	52,0%	43 433	42,5%
ИТОГО		748,1	100,0%	102 204	100,0%

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном соотношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(2) Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз и других месторождениях, разрабатываемых ТШО, является попутным газом, который не может быть классифицирован как газ категории А, В или С1 по казахстанской методике и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.

Разведка и добыча

Обзор

На основании статистических данных Агентства по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что на 31 декабря 2009 года на консолидированной основе (включая пропорциональную консолидацию совместных предприятий и ассоциированных организаций) Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти. В 2009 году объем добычи Компании составил 18,2 млн. тонн (9,0 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых и ассоциированных организациях) сырой нефти в сравнении с 17,1 млн. тонн (9,5 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Объем сырой нефти, добываемой Компанией (включая добычу совместных предприятий и ассоциированных организаций) составил 23,9% и 24,2% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане за 2009 и 2008 годы, соответственно (на основании внутренней информации Компании и статистических данных Агентства по статистике). РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай») и ТШО обеспечили добычу, соответственно, 58,1% и 24,7% от общего объема добычи сырой нефти Компанией в 2009 году.

В 2009 году объем добычи газа Компании составил 4,2 млрд.м³ (0,9 млрд.м³, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 3,7 млрд.м³ (1,3 млрд.м³, за

вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Основные добывающие предприятия Компании – РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай» с 24 апреля 2007 года) и ТШО, которые обеспечили в 2009 году добычу, соответственно, 281.1% и 55,4% от общего объема добычи газа Компанией или 0,9 млрд. м³ и 2,3 млрд. м³.

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 МЭМР. Проекты по разведке представлены дочерними организациями и совместными предприятиями, добыча на месторождениях которых на данный момент не утверждена МЭМР и которые находятся на стадии разведки. Обычно, по завершении программы разведки, если МЭМР утверждает проект освоения, проект переходит на стадию освоения и включается в категорию активов по добыче и освоению. См. раздел «Нефтегазовая отрасль в Казахстане – Уполномоченные органы – Министерство нефти и газа».

Активы по добыче и освоению

В таблице ниже показаны объемы добычи, относимые на счет Компании, поступившие от ее консолидированных дочерних организаций и неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций за указанные годы, (см. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним, совместным предприятиям и ассоциированным организациям»):

Компания и месторождение	% доли участия	На 31 декабря			
		2009 года		2008 года	
		Нефть ⁽¹⁾ (тыс. тонн)	Газ (млн.м ³)	Нефть ⁽¹⁾ (тыс. тонн)	Газ (млн.м ³)
<i>Консолидированные дочерние организации:</i>					
Всего по РД КМГ	61,36% ⁽¹⁾	8 977,0	924,4	9 486	1 278,2
Месторождение Узень		6 251,0	256,7	6 646	273,6
Месторождения ЭМ Г		2 711,0	157,4	2 824	160,6
Прочие месторождения		15,0	510,3	16	845
Итого по дочерним организациям		8 977,0	924,4	9 486,0	1 279,2
<i>Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:</i>					
<i>Компании:</i>					
Всего по ТШО	20,00%	4 505,0	2 338,1	3 454,7	1 797,8
Месторождение Тенгиз		3 866,0	1 994,4	2 974,9	1 539,0
Прочие месторождения		639,0	343,7	479,8	258,8
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	468,0	136,1	37,6	107,2
Месторождение Алибекмола		295,0	92,9	268,9	82,9
Прочие месторождения		173,0	43,2	110,7	24,3
Всего по ММГ⁽²⁾		478,4	249,6	—	—
Месторождение Каламкас		355,0	105,0	—	—
Месторождение Жетыбай		123,4	144,6	—	—
Прочие месторождения		113,0	19,1	111,2	12,8
Прочие совместно контролируемые предприятия РД КМГ:	61,36% ⁽¹⁾				
Всего по Казгермунай	50,00%	1 601,0	260,4	1 570,0	261,9
Месторождение Акшабулак		1 477,0	238,7	1 501,6	240,0
Прочие месторождения		124,0	21,7	68,4	21,9
Всего по ПКИ	33,00%	2 077,1	291,9	2 109,5	250,0
ПККР		1 024,0	157,0	1 054,3	121,2
Прочие месторождения		1 053,1	134,8	1 055,2	128,8
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		9 242,5	3 295,1	7 625 0	2 429,7
ИТОГО		18 219,5	4 219,5	17 111,0	3 708,9

Примечания:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.
 (2) Объем добычи ММГ, относимый на счет Компании, учитывается только за один месяц 2009 года (декабрь 2009 года) после приобретения Компанией.

В следующей таблице приведена определенная информация о деятельности Компании по добыче и о деятельности КСКП по освоению их соответствующих месторождений по состоянию на 31 декабря 2009 года. См. раздел «Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям»:

Компания/ месторождение	% доли участия	Дата начала добычи	Окончание контракта на недропользование	За 2009 год Общее кол-во скважин				
				Пробурено в 2009				
				Продукт.	Нагнет.	Продукт.	Сухие	Прочие
Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы:								
РД КМГ:	61,36% ⁽¹⁾							
Месторождение Узень		1965	2020	3 226	1 191	67	10	
Месторождения ЭМГ		между 1911-1999	между 2020-2030	2 169	467	18		
Прочие месторождения		между 1973-1982	между 2020-2030	65	0	0	0	
КСКП:				—	—	—	—	
Месторождение Кашаган		2001	2041					
Итого по дочерним организациям		—	—	5 460	1 658	85	10	
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:								
Компании:								
ТШО:	20,00%							
Месторождение Тенгиз		1991	2033	51	7	—	—	
Казахойл Актобе:	50,00%							
Месторождение Алибекмола		2001	2023	45	24	3		
ММГ:								
Месторождение Каламкас		1979	2031	1 973	603	8	—	
Месторождение Жетыбай		1967	2031	682	390	7	1	
Прочие месторождения		между 1990-2003	между 2020-2030	37	2	—	—	
РД КМГ:	61,36% ⁽¹⁾							
Казгермунай:								
Месторождение Акшабулак	50,00%	1997	2024	61	15	9	1	
ПКИ:	33,00%							
ПККР		между 1984-2000	между 2019-2024	207	77	33	—	
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		—	—	5 711	2 111	75	31	
ИТОГО		—	—	11 171	3 769	160	13	

Примечание:

- (1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

Крупные промыслы РД КМГ

РД КМГ – крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам сырой нефти и газа категорий А+В+С1, на ее долю приходится 30,9% запасов сырой нефти А+В+С1 и 57,5% запасов газа категорий А+В+С1 Компании (в каждом случае, без учета «Казгермунай»). РД КМГ также является крупнейшей дочерней организацией Компании по объемам добычи – 49,3% добычи сырой нефти Компании и 21,9% добычи газа в 2009 году (в каждом случае, без учета «Казгермунай»).

Многие крупные месторождения РД КМГ являются зрелыми; поэтому уровень добычи на них

поддерживается посредством осуществления различных проектов стимуляции и реабилитации, включая бурение и заканчивание новых скважин, проведение КРС и внедрение различных технологий вторичной интенсификации и стимуляции скважин. См. раздел «Освоение и реабилитация нефтяных месторождений».

Остальной выпущенный акционерный капитал РД КМГ, в который входят как простые акции, включенные в листинг на КФБ, так и ГДР, включенные в листинг на Лондонской фондовой бирже, находится в открытом обращении. 30 сентября 2009 года Китайская инвестиционная корпорация объявила о том, что она приобрела 11%-ный пакет акций РД КМГ посредством покупки ГДР на открытом рынке за 939 млн. долларов США. Несмотря на значительный размер пакета, РД КМГ не предоставил Китайской инвестиционной корпорации никаких специальных прав акционера в результате указанной операции. Финансовое положение и результаты хозяйственной деятельности РД КМГ консолидируются с данными Компании в Финансовой отчетности за 2009 год, и Финансовая отчетность за 2009 год отражает суммы, относимые на доли миноритарных акционеров, находящиеся в открытом обращении. В настоящем Базовом проспекте, если не указано иное, данные, представленные по РД КМГ в отношении добычи и запасов, а также другие подобные данные, отражают всю долю собственности РД КМГ.

Месторождение Узень

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 157,3 млн. тонн, газ категорий A+B+C1 – 16,2 млн. м³, что составляет 21,0% и 16,2% 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%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3 226 продуктивных скважин и 1 191 нагнетательных скважин, включая 77 новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2009 и 2008 годах на Узеньском месторождении было добыто 6,3 и 6,6 млн. тонн сырой нефти, соответственно, что составляет 34,3% и 38,8% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин Узеньского месторождения составила 17 126 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

В 2009 году на Узеньском месторождении было добыто 256,7 млн. м³ газа, 117,8 млн. м³ из них было использовано для внутренних нужд Узеньского месторождения. Использование для внутренних нужд включало подогрев нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35 °C вследствие содержания парафина. Оставшаяся часть газа направляется на газоперерабатывающий завод РД КМГ в Узене с целью переработки и последующей продажи.

В 2010 году Компания предполагает, что объемы добычи сырой нефти на месторождении Узень будут ниже в связи с потерей сырой нефти в размере 27 600 тонн во время 19-дневной забастовки в марте 2010 года. См. раздел «Работники».

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) Ботакан; (v) Восточный Магат; (vi) Забурунне; (vii) Жанаталап; и (viii) месторождение Камышитовое Юго-Восточное.

На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий А+В+С1 – 73,8 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 30 280 млн. м³, что составляет 9,9% и 29,6% запасов сырой нефти 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 Котгыртас)	1996 г.	Добыча с 15 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 900м
Нуржановское	1967 г.	Добыча с 9 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 3 320м
Камышитовое Юго-Западное	1972 г.	Добыча с 7 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 850м
Ботакан	1981 г.	Добыча с 2 горизонтов юрских отложений, залегающих на глубине менее 1 400м
Восточный Макат	1993 г.	Добыча с 6 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 350м
Забурунье	1989 г.	Добыча с 3 горизонтов меловых отложений, залегающих на глубине менее 920м
Жанаталап	1974 г.	Добыча с 7 горизонтов юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 200м
Камышитовое Юго-Восточное	1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650м

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2 169 продуктивных скважин и 467 нагнетательных скважин, включая 18 новых скважины, пробуренных в 2009 году. В 2009 и 2008 годах на месторождениях ЭМГ было добыто по 2,7 млн. тонн сырой нефти, что составляет 14,9% и 16,5% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождений ЭМГ составила 7 427 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

В 2009 году на месторождениях ЭМГ также было добыто 157,4 млн. м³ газа. Газ, добываемый на месторождениях ЭМГ, используется исключительно для внутренних нужд РД КМГ. Данный газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35 С° вследствие содержания парафина.

Значительные продуктивные месторождения совместных предприятий и ассоциированных организаций РД КМГ

«Казгермунай»

«Казгермунай» – совместное предприятие в форме совместно контролируемой организации между РД КМГ и ПКИ (через дочернее предприятие ПККР, находящееся в его полной собственности), каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле участия. В июле 2006 года Компания приобрела 50%-ную долю в «Казгермунай», а 24 апреля 2007 года продала всю свою долю в «Казгермунай» в пользу РД КМГ. Через свою 33%-ную долю в ПКИ, РД КМГ также получает экономические выгоды от принадлежащей ПКИ 50%-ной доли участия в «Казгермунай», передаваемые Компании через ее долю в РД КМГ. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения»*.

«Казгермунай» является оператором месторождения Акшабулак, крупнейшего из его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2024 году. На 31 декабря 2008 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 11,7 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 1 700 млн. м³, что составляет 1,6% и 1,7% запасов сырой нефти и газа категорий

А+В+С1 Компании, соответственно.

Месторождение Акшабулак, расположенное в Кызылординской области, было обнаружено в 1984 году, добыча начата в июле 1989 года. Нефтедобыча на месторождении Акшабулак осуществляется с трех горизонтов юрских и меловых отложений, расположенных на глубине менее 1 800 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Акшабулак, обычно имеет максимальную плотность 900 г/м³, содержание серы от 0,1% до 0,3% и среднюю обводненность 2%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 61 продуктивных скважин и 15 нагнетательных скважин, включая 10 новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2009 году на месторождении Акшабулак было добыто 1 477 тыс. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 8,1% объема добычи сырой нефти Компании за 2009 год. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Акшабулак составила в сутки 4 047 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ.

В 2009 году на месторождении Акшабулак было добыто 238,7 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, что составляет 5,7% объема добычи газа Компании.

CCEL

CCEL – совместное предприятие в форме совместно контролируемой организации между РД КМГ и СІТІС, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле. РД КМГ приобрело 50%-ную долю участия в CCEL 12 декабря 2007 года.

CCEL имеет 94,62%-ную долю участия в предприятии, занимающемся разработкой месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. На 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 28,8 млн. тонн.

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/м³, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 1 649 продуктивных скважин и 552 нагнетательных скважин, включая 88 новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2009 и 2008 годах на месторождении Каражанбас было добыто 1,9 и 1,8 млн. тонн сырой нефти, соответственно. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 5 115 тонн сырой нефти в сутки.

В 2009 году на месторождении Каражанбас было добыто 15,5 млн. м³ попутного газа.

ПКИ

5 июля 2006 года Компания приобрела у CNPC 33%-ную долю участия в ПКИ за 169,4 млрд. тенге. В декабре 2009 года Компания продала свою долю в ПКИ в пользу РД КМГ. Таким образом, ПКИ является ассоциированной организацией РД КМГ, и следовательно, Компания не имеет прямого участия в запасах или продукции ПКИ.

Деятельность ПКИ по разведке и разработке осуществляется ПҚКР, которое заключило с МЭМР два контракта на разведку и пять контрактов на разведку и добычу на семи месторождениях в Южно-Тургайском бассейне (Южный Казахстан) на площади 80 000 км².

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
Арыскум	1985 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной 1 200 м
Юго-восточный Кумколь	1997 г.	Кызылординская и Дзезказганская 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 2009 года расчетные запасы на месторождениях ПКИ в совокупности, включая месторождения, запасы которых относятся на счет ПКИ в силу 50%-ного участия в «Казгермунай», составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 64,2 млн. тонн и газ категорий А+В+С1 – 4,3 млн. м³, из которых 51,1% или 32,8 млн. тонн сырой нефти и 0% или 0 млн.м³ газа относятся на счет ПКИ.

Сырая нефть сорта «Urals», добываемая на месторождениях ПКИ, обычно имеет максимальную плотность 800 г/ м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 65%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин на месторождениях ПКИ состоял из 403 продуктивных и 108 нагнетательных скважин, включая 67 новых скважин, пробуренных в 2009 году. На месторождениях ПКИ было добыто 6,2 и 6,3 млн. тонн сырой нефти в год в 2009 и 2008 годах, соответственно. В 2009 году продуктивные скважины месторождений ПКИ давали в среднем 17 074 тонны сырой нефти в сутки каждая. В 2009 году на месторождениях ПКИ было добыто 876 млн. м³ газа.

Значительные продуктивные месторождения других совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

ТШО

ТШО владеет единственным крупнейшим месторождением в Казахстане и является самым значительным совместным предприятием Компании по добыче нефти. ТШО является совместным предприятием между Компанией, владеющей 20%-ной долей, «Chevron» (прямо или косвенно через 100%-ные аффилированные лица), владеющей 50%-ной долей, «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.», владеющей 25%-ной долей и «Lukoil», на долю которой приходится 5%. См. более подробно информацию о соглашениях по эксплуатации и внутреннему управлению ТШО в разделе «Уставный капитал, сделки с единственным акционером и со связанными сторонами – Отношения между Компанией и 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 площадью 4 000 км², прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование, срок действия которого может быть продлен Компанией до 2033 года.

Месторождение Тенгиз. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы Тенгизского месторождения составляли: сырая нефть категорий А+В+С1, относимая на счет Компании – 216,4 млн. тонн, что составляет 28,9% запасов сырой нефти категорий А+В+С1 Компании.

Месторождение Тенгиз, расположенное в Атырауской области на южной стороне прикаспийского бассейна площадью 500 000 км² (северо-восточное побережье Каспийского моря), было обнаружено в 1979 году, добыча начата в 1991 году. Площадь Тенгизского коллектора составляет более 110 км² в верхней и 400 км² в нижней части, максимальная толщина с верхней до нижней точки коллектора составляет примерно 1,5 км. Верхняя часть коллектора залегает на глубине 3 850 м ниже уровня моря. Самое глубокое известное залегание нефти на глубине 5 429 м ниже уровня моря. Он является частью большого кольцеобразного комплекса диаметром 50 км, включающего карбонатные структуры Королев, 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, на 31 декабря 2009 года, по оценкам ТШО, на территории компании было складировано 6,9 млн. тонн попутной серы в виде блоков. В 2009 году ТШО продало 2,2 млн. тонн серы и произвело 1,1 млн. тонн. См. раздел «Судебные процессы».

На 31 декабря 2009 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 66 продуктивных скважин и 7 нагнетательных скважин. В 2009 году не было пробурено ни одной новой скважины. В 2009 и , 2008 годах на Тенгизском месторождении было добыто 3,9 и 3,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, соответственно, что составляет 21,2% и 17,4% объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки 10 592 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

В 2009 году на Тенгизском месторождении было добыто 1 994 млн. м³ попутного газа, относимого на счет Компании, что составляет 47,3% от общего объема добычи газа Компании.

Тенгизские проекты расширения. В 2008 году ТШО завершило два интегрированных проекта, включающих строительство завода второго поколения (SGP) и проект закачки сырого газа (SGI, а совместно с SGP – **Тенгизские проекты расширения**). Тенгизские проекты расширения позволили ТШО существенно увеличить объем добычи и переработки. Мощность перерабатывающих объектов ТШО выросла до 17,3млн. тонн в год в 2008 году и 22,5% млн. тонн в год в 2009 году. По оценкам ТШО в 2010 году добыча сырой нефти возрастет еще на 23,7 млн. тонн в год.

Проект SGP включает строительство крупной технологической линии подготовки сырой нефти и попутного сернистого газа, что связано с высоким содержанием серы, и также включает объекты для переработки дополнительных объемов высокосернистого газа в объеме 7,4 млн. м³ в год.

Проект SGI подразумевает обратную закачку сырого газа, отделенного от сырой нефти на технологической линии SGP, в Тенгизский коллектор. Обратная закачка используется для поддержания давления в коллекторе, что должно повысить коэффициент извлечения нефти в течение срока разработки коллектора. Проект SGI позволяет решить следующие две основные задачи: во-первых, уменьшается потребность в мощностях по переработке сырого газа на SGP, тем самым увеличивается мощность производства жидкой продукции и уменьшаются объемы производства серы и газа. 30% продуктов сырого газа (сухой газ, сжиженный газ и сера), получаемых в результате увеличения добычи сырой нефти за счет SGP, будут закачаны обратно в коллектор. Во-вторых, планируется, что с течением времени проект SGI позволит повысить эффективность добычи и извлекаемые объемы, так как закачиваемый газ позволяет поддерживать более высокое пластовое давление, что приведет к вытеснению нефти в направлении продуктивных скважин.

Проект SGI реализован в два этапа. Первый этап начался в ноябре 2006 года с закачки подготовленного газа в Тенгизский коллектор и продолжался до июня 2007 года, когда закачка была остановлена для подготовки компрессоров закачки сырого газа. В ходе второго этапа, начавшегося в октябре 2007 года и завершено в 2008 году, закачка сырого газа привела к увеличению добычи сырой нефти до 9-13 тыс. тонн в сутки.

Общая стоимость Тенгизских проектов расширения составила 7,2 млрд., долларов США (из них 4.2 млрд. долларов США пришлось на стоимость оборудования, и 3 млрд. долларов США на бурение), на 31 декабря 2009 года все указанные затраты оплачены ТШО. Исходя из прогнозных запасов категорий А+В+С1 на 31 декабря 2009 года, ожидается, что Тенгизские проекты

расширения позволят повысить уровень добычи в течение следующих 15 лет.

ТШО завершило реализацию первого этапа проекта FGP. FGP, также как и SGP, подразумевает строительство крупной технологической линии подготовки сырой нефти и попутного сернистого газа, что связано с высоким содержанием серы. Общая стоимость FGP предполагается в размере до 15 млрд. долларов США, которые ТШО планирует оплачивать за счет своих денежных потоков, а также, при необходимости, с привлечением внешнего финансирования. ТШО предполагает, что следующие этапы реализации проекта FGP начнутся в 2010 году после получения необходимых согласований соответствующих контролирующих органов и партнеров. Завершение проекта планируется в 2016 году. По завершении второго и третьего этапов, FGP позволит ТШО увеличить уровень добычи и повысить перерабатывающую мощность, что, в свою очередь, позволит ТШО увеличить объем добычи сырой нефти на 12млн. тонн в год.

ТОО «Казахойл Актобе»

ТОО «Казахойл Актобе» (далее – «**Казахойл Актобе**») – это совместное предприятие между Компанией и «Caspian Investments Resources Ltd.», каждой из которых принадлежит по 50%. «Caspian Investments Resources Ltd.» – совместно контролируемое предприятие по принципу 50/50 между «LUKOIL Overseas» и «Mittal Investments».

«Казахойл Актобе» является оператором месторождения Алибекмола, крупнейшего из его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2023 году. На 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли: сырая нефть категорий А+В+С1 – 17 млн. тонн, газ категорий А+В+С1 – 4 475 млн. м³, что составляет 2,3% и 4,4% 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 г/м³, содержание серы от 1,2% до 1,4% и среднюю обводненность 6,7%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 45 продуктивных скважин и 24 нагнетательных скважин, включая три новых скважины, пробуренные в 2009 году. В 2009 и 2008 годах на месторождении Алибекмола было добыто по 0,3млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 1,6% и 1,6% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Алибекмола составила 808 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

В 2009 году на месторождении Алибекмола было добыто 92,9 млн. м³ газа, относимого на счет Компании, что составляет 2,2% от объема добычи газа Компании.

ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей компании «Mangistau Investments B.V.» - совместно контролируемое предприятие КМГ и CNPC E&D, где каждому из партнеров принадлежит доля по 50%. КМГ приобрел свою долю в ММГ 25 ноября 2009 года.

ММГ является одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий Казахстана и эксплуатирует месторождение Каламкас – одно из крупнейших в Казахстане, на основании Контракта на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 44,2 млн. тонн сырой нефти по категориям А+В+С1 и 10 859,0 млн. м³ газа по категориям А+В+С1, что составляет 5,9% и 10,6% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям А+В+С1,

соответственно.

Месторождение Каламкас, расположенное в северной части полуострова Бузачи в 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 г/м³, содержание серы от 1,21% до 1,45% и среднюю обводненность 85%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 1973 продуктивных скважин и 603 нагнетательных скважин, включая восемь новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2009 году на месторождении Каламкас было добыто 4,2 млн. тонн сырой нефти. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каламкас составила 11 511 тонн сырой нефти в сутки.

В 2009 году на месторождении Каламкас было добыто 272 млн. м³ попутного газа.

Месторождение Жетыбай – второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружена 1961 году, добыча начата в 1967 году. Нефтедобыча на месторождении Жетыбай ведется с 11 горизонтов среднеюрских отложений, залегающих на глубине менее 2 450 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Жетыбай, обычно имеет максимальную плотность 870 г/м³, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 58%.

На 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Жетыбай состоял из 682 продуктивных скважин и 390 нагнетательных скважин, включая восемь новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2009 году на месторождении Жетыбай было добыто 1,5 млн. тонн сырой нефти. В 2009 году средняя производительность продуктивных скважин месторождения Жетыбай составила 4 137 тонн сырой нефти в сутки.

Помимо месторождений Каламкас Жетыбай, ММГ также имеет лицензии на разведку и разработку 15 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе.

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 Правительства преимущественного права на приобретение доли участия в Контрактах на недропользование и в отчуждаемых предприятиях-недропользователях, которые являются стороной Контракта на недропользование. См. разделы «*Правовое регулирование в Республике Казахстан – Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования*».

Вследствие разработанности многих месторождений РД КМГ, 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 (АО «УзеньМунайГаз» и АО «ЭмбаМунайГаз», 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 разрабатывают Мангистауский бассейн. Бюджет на разведку РД КМГ на 2010 год составляет примерно 23,4 млн. долларов США.

Основные разведочные активы Компании и ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в Казахстане расположены на западе Казахстана, включая шельф в северной части Каспийского моря, где находится месторождение Кашаган, и в центральной части

Каспийского моря.

В таблице ниже описывается значительная деятельность Компании, ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в области разведки по состоянию на 31 декабря 2009г:

Разведочная площадь	Собственник ⁽¹⁾	Общая площадь проекта (км ²)	Окончание контракта ⁽²⁾	Кол-во разведочных скважин	Доля участия по лицензии или контракту, %	
					Самостоятельные операции	Совместные операции
Морские:						
Северо-Каспийский проект	КСКП	2041	6	–	16.81%	2041
<i>в котором по месторождению Кашаган</i>	КСКП	2041	2	–	16.81%	2041
Участок Курмангазы	«КазмунайТениз»	3512	2050	2	–	50.00%
Участок Аташ	«КазмунайТениз»	9744	2010	1	–	50.00%
Участок Тюб-Караган	«КазмунайТениз»	1372	2043	1	–	50.00%
Участок Жемчужины	«КазмунайТениз»	895	2040	2	–	25.00%
Участок Жамбай	«КазмунайТениз»	2187	2026	–	–	50.00%
Участок «Н»	«КазмунайТениз»	8209	2058	–	–	51.00%
Мертвый Кулгук	«КазмунайТениз»	7273	2039	2	–	50.00%
Жамбыл	«КазмунайТениз»	1935	2014	–	–	73.00%
Наземные						
Участок Р-9	РД КМГ	5894	2011	4	61.36% ⁽³⁾	–
Месторождение Лиман	РД КМГ	6030	2009	–	61.36% ⁽³⁾	–

Примечания:

- (1) Включает прямое и косвенное право собственности.
- (2) На каждую разведочную площадь имеется одна лицензия/контракт.
- (3) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

КСКП

В декабре 1993 года казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для разведки нефти международными компаниями. Семь международных нефтяных компаний («AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total EP Kazakhstan», альянс «BP Exploration Operating Company Limited» и «Statoil») и государственная компания «КазахстанКаспийШельф» были выбраны Правительством для формирования КСКП, целью которого является разработка крупных морских нефтегазовых месторождений, включая Кашаган, в северной части казахстанского сектора Каспийского моря.

Участие подрядчиков в КСКП регулируется Соглашением о разделе продукции от 18 ноября 1997 года, срок действия которого составляет 40 лет с момента коммерческого обнаружения, подписанным между компаниями «AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «BP Exploration Operating Company Limited», «Den Norsk Stats Oljesejokap a.s.», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total Exploration Production Kazakhstan», «НК «КазахстанКаспийШельф», Республикой Казахстан и АО «ННК «КазахОйл», и Соглашением о совместной деятельности от 29 марта 2005 года (далее совместно именуемые – **СПП СК**), подписанным консорциумом в составе «AGIP Caspian Sea B.V.», «ExxonMobil Kazakhstan», «INPEX North Caspian Sea Ltd.», «Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd.», «Shell Kazakhstan Development B.V.» и «Total EP Kazakhstan» (далее – **Северо-Каспийский проект**). Компания стала участником Северо-Каспийского проекта в мае 2005 года в результате приобретения 8,33% доли участия у существующих участников.

В январе 2006 года Компания передала свою 8,33% долю участия в КСКП своей 100%-ному дочерней организации «KMG Kashagan B.V.». В октябре 2008 года было подписано соглашение, устанавливающее новую договорную базу управления КСКП и предусматривающее передачу другими участниками КСКП в пользу Компании дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48%. В результате доля каждого иностранного участника в КСКП уменьшилась соразмерно переданной доле. Стоимость переданной доли составила 1,78 млрд. долларов США и подлежит оплате тремя равными ежегодными частями после начала добычи на Кашагане. По условиям соглашения, Компания не будет нести обязательств по внесению средств в счет оплаты дальнейших

расходов по осуществлению проекта на месторождении Кашаган в случае внесения существенных изменений в проектную документацию проекта, или в случае если добыча не начнется до октября 2013 года. В январе 2009 года обязанности по управлению проектом перешли от компании «Eni S.p.a.» созданному участниками совместному предприятию «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (NCOC). К NCOC перешли все обязанности единого оператора КСКП и обязанности по контролю над всеми видами деятельности, планированию, управлению, координации, моделированию коллектора, разработке концепции и разработке планов освоения месторождения на первоначальном этапе. Также NCOC будет осуществлять взаимодействие с Правительством. Управляющий директор NCOC будет назначаться участниками на основе поочередности, начиная с представителя компании «Total EP Kazakhstan». Должность заместителя управляющего директора будет всегда занимать представитель компании «KMG Kashagan B.V.».

Месторождение Кашаган. Коммерческое обнаружение в Кашагане в северной части Каспийского моря, 80 км к юго-востоку от Атырау, было сделано в 2001 году. Кашаганское месторождение занимает площадь 820 км². На 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти категорий А+В+С1 Кашаганского месторождения, приходящиеся на долю Компании на консолидированной основе, исходя из 16,81% доли участия Компании в КСКП, составляли 127,9 млн. тонн, что составляет 17,6% запасов Компании по сырой нефти категорий А+В+С1.

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°С, а летом поднимается до +40°С. Глубина вод на Кашаганском месторождении всего три метра. 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, начало промышленной добычи в настоящее время намечено на четвертый квартал 2012 года; ожидается, что месторождение будет полностью освоено к 2020 году.

Из-за переноса начала промышленной добычи с 2008 года на четвертый квартал 2012 года, капитальные затраты увеличились почти втрое. Отсрочка начала промышленной добычи и перерасход средств сверх тех, что запланированы бюджетом вследствие падения курса доллара США в отношении евро и других валют, рост цены издержек на товары и услуги, требуемые для реализации проекта, недооценка расходов и сложности осуществления деятельности в северной части Каспийского моря ввиду недостатка исходной информации, привели к необходимости перепроектировки для повышения эксплуатационных качеств и норм промышленной безопасности морской инфраструктуры.

На 31 декабря 2009 года общий объем инвестиций в месторождение Кашаган участниками СРП СК составил 29,1 млрд. долларов США. Экспериментальный этап проекта закончен строительством пяти искусственных островов в Каспийском море, в т.ч. 30 продуктивных и 10 нагнетательных скважин. По оценкам сторон СРП СК, извлекаемые запасы сырой нефти на месторождении Кашаган составляют от 7 до 9 млрд. баррелей. Результаты испытаний скважин и данные исследований недр поддерживают оценки, согласно которым полный объем добычи на месторождении составит до 1,5 млн. баррелей в сутки.

Поэтапным планом разработки месторождения Кашаган предусмотрено бурение 240 скважин и строительство промышленных установок на искусственных островах в Каспийском море, на которые будет поступать добыча с других сателлитных искусственных островов. Природный газ, добываемый на месторождении Кашаган, предполагается использовать, главным образом, для обратной закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Обязанности по реализации первого этапа Кашаганского проекта останутся на компании «ENI S.p.a.». После введения в эксплуатацию первой очереди, обязанности по совместному управлению добычей перейдут к компании «Shell Kazakhstan Development B.V.» и Компании. На втором этапе компания «Shell» будет руководить разработкой морского месторождения, в то время как компания «ENI S.p.a.» будет отвечать за управление эксплуатацией наземной инфраструктуры, а компания

«ExxonMobil Kazakhstan Inc.» будет управлять деятельностью по бурению. В рамках выполнения своих обязанностей компании «ENI S.p.a.», «Shell Development B.V.» и «ExxonMobil Kazakhstan Inc.» будут наделены полномочиями по решению вопросов штатного укомплектования, закупок, порядка эксплуатации и управления.

Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз»

Участок Курмангазы.

ТОО «Курмангазы Петролеум» (далее – «**Курмангазы Петролеум**») – это 100%-ная дочерняя организация «КазМунайТениз», которая в свою очередь является 100%-ной дочерней организацией Компании; занимается разведочной деятельностью на месторождении Курмангазы. Разведка на месторождении Курмангазы осуществляется по договору о совместной деятельности, заключенному между «КазМунайТениз» и ТОО «РН-Казахстан», дочерней организацией компании «Роснефть», во исполнение соглашения о разделе продукции от 6 июля 2005 года, заключенного между «КазМунайТениз» и ТОО «РН-Казахстан», каждому из которых принадлежит 50% доля участия в проекте.

Участок Курмангазы расположен на южном склоне Бузачинского подъема северо-каспийского шельфа между нефтегазовыми месторождениями Кашаган и Южное Корчагино (Широтное). Участок Курмангазы занимает площадь примерно 3 512 км². Глубина моря в месте залегания составляет от пяти до семи метров. В июне 2006 года была пробурена первая разведочная скважина на месторождении Курмангазы, Курмангазы-1, а в мае 2009 года пробурена вторая разведочная скважина, Курмангазы-2, глубиной 1 600 м ниже уровня моря. Хотя обе скважины оказались сухими, бурение позволило получить данные по геологическим характеристикам структуры и определить коллекторы и перекрытия отложениями мелового и юрского периода. На основании этих данных партнеры планируют проведение дополнительных работ по сейсмике и бурению. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Курмангазы в 2009 году составила 3 062 млн. тенге, и ожидается, что в 2010 году доля расходов составит 899 млн. тенге.

Участок Аташ

ТОО «Аташ» – это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Atash B.V.», в котором каждому из учредителей принадлежит 50% доля участия. ТОО «Аташ» в настоящее время ведет разведку на участке Аташ.

Участок Аташ расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория охватывает площадь 9 744 км². Глубина вод колеблется от одного до 40 метров. В 2009 году работы, выполненные на месторождении Аташ, включали переработку данных сейморазведки, электрокаротажа и различные виды геологического анализа. В июне 2008 года пробурена первая разведочная скважина глубиной 2 500 м ниже уровня моря стоимостью 36 млн. долларов США. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Аташ в 2009 году составила 105 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 119,6 млн. тенге.

Участок Жемчужины.

«Caspian Meruerty Operating Company B.V.» – это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» (25%), «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%). В настоящее время компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» ведет разведку на участке Жемчужины.

Участок Жемчужины расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория занимает площадь 895 км². Структуры представлены в основном юрскими отложениями. Глубина вод колеблется от четырех до десяти метров. В 2007 году партнеры СП провели двухмерную сейморазведку и пробурили одну разведочную скважину общей глубиной 2 118 м. В 2008 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину, достигнув глубины 2 465 м ниже уровня моря стоимостью 65,5 млн. долларов США. В 2009 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину Хазар-2 общей глубиной 2 032 м ниже уровня моря

стоимостью 60,4 млн. долларов США. Все скважины оказались успешными. В период с 2008 по 2009 годы, были проведены операции по трёхмерной детализационной сейсмосьемке в объеме 900 км², охватывающие весь участок Жемчужины. Необходимо выполнить обработку и интерпретацию данных электрокаротажа и сейсморазведки и провести сейсморазведку 3Д. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2009 году составила 5 765 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 7 532 млн. тенге.

Проект по освоению участка Тюб-Караган. «Tyub-Karagan Operating Company B.V.» – совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Shelf B.V.», в котором каждому из участников принадлежит по 50%-ной доле участия. «Tyub-Karagan Operating Company B.V.» в настоящее время ведет разведку на месторождении Тюб-Караган.

Месторождение Тюб-Караган расположено в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Преобладают в основном триасовые, юрские и меловые отложения. Глубина моря колеблется в пределах 7-10 метров. В 2009 году на участке Тюб-Караган проведены работы по обработке, анализу и геологической интерпретации полученного материала, уточнение геологической и тектонической модели контрактной территории. 19 ноября 2008 года между МЭМР, «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Shelf B.V.» было достигнуто соглашение о продлении периода разведки месторождения Тюб-Караган до декабря 2010 года, с возможностью продления периода разведки еще на дополнительные два года до конца 2012 года. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Тюб-Караган в 2009 году составила 291 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 361 млн. тенге.

Проект по освоению участка Жамбай. ТОО «Жамбай» - это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз», которому принадлежит 50%-ная доля участия, компаниями «Caspian Investments Zhambay B.V.» и «Repsol Exploration Kazakhstan S.A.» (далее – «**Repsol**»), которым принадлежит по 25% доли участия. ТОО «Жамбай» в настоящее время ведет разведку на участке Жамбай.

Участок Жамбай расположен в северной части Каспийского моря и граничит с восточной частью дельты реки Волга. Участок Жамбай занимает площадь 2 187 км². Участок работ условно поделен на две части, одна часть находится на мелководье с глубиной воды от 0 до 2 м, а другая часть – в зоне с глубиной воды от 2 до 4 м. В 2009 году капиталовложения «КазМунайТениз» в проект по участку Жамбай составили 275 млн. тенге, которые были израсходованы на разведочные работы (соразмерно своей 50%-ной доле участия в ТОО «Жамбай»). Ожидается, что соответствующие капитальные расходы в 2010 году составят 3 390 млн. тенге.

Значительные проекты Компании по разведке

Проект по освоению участка «Н». ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместно контролируемым предприятием Компании, владеющей 51%-ной долей, «ConocoPhillips» и «Mubadala Development Company» (далее – «**Мубадала**»), владеющими долями по 24,5%. ТОО «Н Оперейтинг Компани» является оператором проекта разведки и разработки участка Нурсултан (далее – **участок «Н»**), занимающем площадь 8 209 км² и расположенном в 30 км от морского порта Актау (далее – **Проект по освоению участка «Н»**) на основании Контракта на недропользование. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке «Н» составляют 270 млн. тонн. Промышленное освоение участка «Н» планируется начать в 2016 году. Все необходимые подготовительные работы для бурения первой разведочной скважины были завершены в 2009 году, и бурение первой разведочной скважины на участке «Н» предполагается в 2010 году.

В июне 2009 года компании «ConocoPhillips» и «Мубадала», действующая через свое производственное подразделение «Mubadala Oil & Gas», и Компания подписали договор о совместной разведке и добыче на участке «Н». Компании принадлежит 51%-ная доля участия в Контрактах на недропользование, тогда как доли участия компании «ConocoPhillips» и «Мубадала» составляют по 24,5% каждая. В оплату доли участия в размере 49%, проданной в пользу компаний «ConocoPhillips» и «Мубадала», Компания получила 100 млн. долларов США.

В соответствии с соглашением о совместной деятельности в период до коммерческого

обнаружения все расходы, связанные с осуществлением Проекта по освоению участка «Н» будут финансироваться исключительно компаниями «СopocoPhillips» и «Мубадала», хотя Компания признает свою долю начисляемых расходов по разведке, производимых ТОО «Н Оперейтинг Компани» соразмерно своей доле участия в качестве задолженности перед своими партнерами. Эта задолженность будет зачтена в счет дохода, относимого на счет Компании, после начала промышленной добычи на участке «Н». В 2009 году доля Компании в начисляемых расходах на разведку на участке «Н» составила 727,7 млн. тенге. Ожидается, что в 2010 году она составит 9 255 млн. тенге. Если бурение окажется успешным, компании «СopocoPhillips» и «Мубадала» также будут обязаны уплатить Компании бонус коммерческого обнаружения, исходя из оцененных запасов на участке.

Проект по освоению участка Мертвый Култук, ТОО «МК Каспиан Жулдыз» является совместно контролируемым предприятием Компании и ТОО «Каспиан Тристар», каждому из которых принадлежит по 50%.

В октябре 2008 года «Каспиан Тристар» и Компания подписали договор о совместной разведке и разработке участка Мертвый Култук (далее – **участок Мертвый Култук**) площадью 7 273 км², расположенного в юго-восточной части казахстанского сектора Каспийского моря (далее – **Проект по освоению участка Мертвый Култук**), в 55 км от города Каламкас. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке Мертвый Култук составляют 403 млн. тонн. Реализацией проекта занимается ТОО «МК Каспиан Жулдыз», находящееся в совместной собственности участников. В 2009 году доля Компании в расходах на разведку в рамках Проекта по освоению участка Мертвый Култук составила 825,7 млн. тенге. Смета расходов на разведку на 2010 год еще не согласована в связи с финансовыми затруднениями, которые испытывает «Каспиан Тристар», в результате чего Компания в настоящее время рассматривает вопрос о прекращении деятельности совместного предприятия.

Проект по освоению месторождения Жамбыл. ТОО «Жамбыл Петролеум» (далее – «**Жамбыл Петролеум**») является 100%-ной дочерней организацией «КазМунайТениз», в свою очередь являющегося 100%-ной дочерней организацией Компании. «Жамбыл Петролеум» занимается разведочной деятельностью на месторождении Жамбыл в рамках соглашения о совместной деятельности, в котором участие Компании составляет 73%, а на долю компании «КС Kazakh B.V.», дочерней организации Корейской национальной нефтяной корпорации, приходится 27%. Компания продала эту 27%-ную долю по соглашению о совместной деятельности в пользу «КС Kazakh B.V.» за 85 млн. долларов США в мае 2009 года.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1 935 км² и включает пять отдельных перспективных нефтяных залежи. Глубина моря в месте залегания составляет от четырех до пяти метров. В настоящее время работы на месторождении Жамбыл ограничены, но данные двухмерной сейсморазведки показывают, что извлекаемые запасы месторождения Жамбыл могут составить 651,9 млн. тонн нефти. Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Жамбыл в 2009 году составила 2 087 млн., и ожидается что в 2010 году соответствующая сумма составит 1 100 млн. тенге.

Проект по освоению участка Сатпаев. Компания, МЭМР и OMEL, совместное предприятие между компаниями «ONGC Videsh Limited» (далее – «**OVL**») и «Mittal Investments Sarl» (далее – «**OMEL**»), ведут переговоры по заключению контракта (далее – **Контракт по участку Сатпаев**) на разведку и добычу на участке Сатпаев в Каспийском море (далее – **участок Сатпаев**), Участок Сатпаев расположен в мелких водах прикаспийского бассейна Республики Казахстан, имеет площадь 1 582 м² (далее – **Проект по освоению участка Сатпаев**). Согласно меморандуму о взаимопонимании, подписанному между OVL и Компанией в январе 2009 года, ожидается, что Контракт по участку Сатпаев будет подписан до конца 2010 года. До коммерческого обнаружения все расходы по осуществлению Проекта по освоению участка Сатпаев будут финансироваться OMEL. Ожидается, что промышленная добыча на участке Сатпаев начнется в 2012 году.

Значительные проекты по разведке РД КМГ

РД КМГ имеет право на разведку на участке Р-9 площадью 6 030 км² и на месторождении Лиман. В период с мая 2004 года по октябрь 2005 года РД КМГ завершило проведение двухмерных сейсмических исследований на площади 1 180 км, выполняется обработка и анализ полученных данных. Во второй половине 2005 года РД КМГ пробурена разведочная скважина глубиной 1 688м, которая оказалась сухой. В 2006 году РД КМГ пробурено 4 дополнительных разведочных скважины на других структурах участка Р-9, которые также оказались сухими. В 2008 году РД КМГ провел двухмерные или дополнительные трехмерные сейсмические исследования на площади 550 км². РД КМГ также провел сейсмические исследования в 2008 году на перспективных структурах на горизонтах глубиной 5 000 – 7 000 м. Расходы по разведке на двух объектах составили в 2009 году в совокупности 1 179 млн. тенге, и ожидается, что в 2010 году сумма расходов составит 3 516 млн. тенге.

В 2009 году были выполнены организационные меры на участке Р-9, в т.ч. мобилизация сейморазведочной партии, топографические и двухмерные сейморазведочные работы. Участки полевых работ – Шокат, Акши и Иманкара. Предварительный проект по участку Р-9 на дальнейшую разведку был завершен и утвержден Запказнедра. В соответствии с программой разведки, строительство подсолевых скважин и надсолевых разведочных находится на стадии завершения. На 31 декабря 2009 года глубина первой разведочной скважины в Карашунгульской надсолевой структуре составила 2 174 метра.

Контракты на недропользование

Лицензии и контракты Компании в отношении месторождений, расположенных на суше

До 1999 года Компания была обязана получать в уполномоченных государственных органах лицензии на добычу и разведку нефти и газа на месторождениях и заключать с ними контракты на недропользование. С 1999г. права на добычу и разведку предоставляются на основании заключения контрактов на разведку, добычу или добычу и разведку с целью извлечения углеводородов в течение определенного периода. На 31 декабря 2009 года Компания (за исключением ассоциированных организаций) имела 56 лицензий и контрактов, в т.ч.:

5 контрактов на разведку;

44 контракта на добычу; и

7 контрактов на совмещенную разведку и добычу.

Контракты на разведку предоставляют стороне контракта исключительное право вести разведку запасов на месторождениях в пределах определенной территории. Срок их действия составляет до 6 лет с момента заключения. Контракты на добычу дают стороне контракта исключительное право извлечения запасов с месторождений в пределах определенной территории, срок их действия составляет до 25 лет с момента заключения для мелких и средних месторождений и до 45 лет для крупных и уникальных месторождений. Обычно срок действия контракта на совмещенную разведку и добычу составляет до 31 года для мелких и средних месторождений или до 51 года для крупных и уникальных месторождений. Срок действия большинства контрактов Компании на добычу и на совмещенную разведку и добычу истекает в 2030г. Срок действия большей части лицензий на разведку Компании заканчивается в 2028-2031г.г.

См. раздел «Нефтегазовая промышленность Республики Казахстан – Контракты на недропользование», где приведено подробное описание той роли, которую играют государственные лицензии и контракты в области разведки и добычи в Казахстане.

Соглашения о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море

На 31 декабря 2009 года Компания, ее дочерние организации и совместно контролируемые предприятия являлись сторонами пяти соглашений о разделе продукции.

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции, регулирующим крупнейшие морские разведочные месторождения Компании на 31 декабря 2009 год.

СРП	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК	«AGIP», «Total», «ExxonMobil» и «Shell» (по 16,81% каждая), «ConocoPhillips» (9,26%), «Inpex» (8,33%) и Компания (16,81%).	18.11.1997	40 лет с момента коммерческого обнаружения	Кашаган, Каламкас морское, Кашаган юго-запад, Актоты, Кайран
СРП Жемчужины	«КазМунайТениз» (25%), «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%)	14.12.2005	35 лет	Участок Жемчужины
СРП Курмангазы	ТОО «РН-Казахстан» и «КазМунайТениз» (по 50% каждая)	06.07.2005	45 лет	Участок Курмангазы
СРП Жамбай	«КазМунайТениз» (50%), «Репсол Инвестментс Жамбай» и «Каспиан Эксплорейшн» (по 25% каждая)	26.12.2001	25 лет	Участок Жамбай Южный -Южное Забурунье
Тюб-Караган	«Лукойл Оверсиз» и «КазМунайТениз» (по 50% каждая)	29.12.2003	40 лет	Участок Тюб-Караган

Налоги, сборы и роялти по лицензиям и контрактам

Дочерние организации, совместные предприятия, а также ассоциированные организации Компании обязаны уплачивать различные налоги, сборы и пошлины по своим контрактам и лицензиям, включая уплату налога на сверхприбыль. С 01.01.2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (за исключением ТШО, который продолжает выплачивать роялти Государству). Согласно новому Налоговому кодексу от 2009 г. платежи роялти были фактически заменены налогом на добычу полезных ископаемых. См. разделы «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Налог на добычу полезных ископаемых/ роялти - Расходы по подоходному налогу»..

Освоение и реабилитация нефтяных месторождений

На общий объем нефтедобычи с месторождений, описанных в настоящем Базовом проспекте, 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 «Эмбаунайгаз», имеющие 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 «Эмбаунайгаз» также имеет высокое содержание воды или высокую степень обводненности. В совокупности эти факторы осложняют извлечение и в некоторых случаях транспортировку нефти с месторождений «Эмбаунайгаз». Тем не менее, длительный опыт добычи дает Компании всестороннее понимание геологии этих месторождений. Сравнительно небольшая глубина и 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 организации 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 организациями, совместно контролируемые предприятиями и ассоциированными организациями Компании для освоения и реабилитации месторождений в период с 1 января 2006 г. по 31 декабря 2009г.:

	Собственник	Скв., где применялся гидроразрыв	КРС	Скв., пробуренные в 2009 г.			Общий прирост добычи (тыс. тонн)
				Продукт. скв.	Нагнет. скв.		
Месторождение Узень	РД КМГ	120	973	67	10	905,6	
Месторожд. ЭМГ	РД КМГ	0	233	18	-	99,2	
Месторождение Акшабулак	Казгермунай	7	17	9	1	67,9	
Месторождение Алибекмола	Казахойл Актобе	4	40	3	-	9,1	

Транспортировка

Обзор

Компания является собственником или оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводных сетей в Казахстане. На 31 декабря 2009 года общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 7 279 км, а общая протяженность ее газопроводов примерно 12 577 км. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Производственные сегменты – Транспортировка нефти и газа»*.

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 31 декабря 2009 год):

За год, закончившийся 31 декабря 2009 г.

Трубопровод	Км. трубопров.	Диаметр трубопровода		Пропуск. способ-ть ⁽¹⁾	Основной источник нефти и газа
		до 0,5 м	0,5-1,4 м		
Транспортировка газа					
Западная трубопроводная сеть:					
Центрально-азиатская система	5 042	-	5 042	60,0	Россия и Казахстан (с ТШО и месторождения Карачаганак) ⁽²⁾
Уральская система	1 116	-	1 116	45,0	
Актюбинская система	2 659	9	2 650	20	Туркменистан
Южная трубопроводная сеть	2 333	-	2 333	14	Узбекистан
Кызылординская трубопроводная сеть ⁽³⁾	122	122	-	1,0	Месторождение Акшабулак
Казахстанско-китайский трубопровод	1 305	-	1 305	30,0	Туркменистан
Итого:	12 577	131	12 446	170	

Транспортировка сырой нефти

Система КТО

Западный филиал

Трубопровод УАС..... 1 237 - 1 237 17,5 Зап. Казахстан
между

Прочие трубопроводы Западного филиала..... 822 229 593,2 9,8 Зап. Казахстан

Восточный филиал:

Трубопровод Омск-Павлодар-Шымкент 1 861 - 1 861 24,0 Сибирь

Прочие трубопроводы Восточного филиала..... 702 - 702 13,0 Казахстан
(месторождения
Кумколь и Тургай)

Казахстанско-китайская система Казахстан

Трубопровод Атырау-Кенкияк	448,8	-	448,8	10,0	Западный Казахстан
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	962	-	962	10,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Кенкияк-Кумколь	794	-	794	10,0	Западный Казахстан
Система КТК					
Трубопровод КТК ⁽⁴⁾	452	—	452	28,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
Итого:	7 279	229	7 050	112,3	

Примечания:

- (1) млрд. м³ в год для газа и млн. т в год для сырой нефти.
- (2) Описание Карачаганакского месторождения см. в разделе «Нефтегазовая промышленность Казахстана – Запасы и объемы добычи нефти – Месторождение Карачаганак».
- (3) Включает газопровод Акшабулак-Кызылорда, который соединяет месторождение Акшабулак с одной из компрессорных установок ИЦА в Кызылорде, используемых для транспортировки газа с месторождения Акшабулак.
- (4) Компания владеет лишь 20,75% и не является оператором трубопровода КТК.

Д
и

Транспортировка и хранение газа

Обзор

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 (далее – **Западная трубопроводная сеть**), и (ii) в Южном Казахстане, поставляющая импортный природный газ с границы Узбекистан-Казахстан в южные регионы Казахстана, включая г. Алматы (далее – **Южная трубопроводная сеть**). На карте в разделе «Обзор хозяйственной деятельности» показано местоположение этих трубопроводных сетей. ИЦА осуществляет эксплуатацию трубопроводов по Договору концессии, первоначальный срок действия которого истекает в 2012г., но может быть продлен до 2017г. См. разделы «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Обязательства – Обязательства по лицензиям и контрактам на добычу нефти – Инвестиционные и иные обязательства компании ИЦА по договору с Правительством».

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 основном 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 организации Компании .

На 31 декабря 2009 года компания ИЦА эксплуатировала 12 577 км газопроводов природного газа, 21 компрессорных станций, оснащенных 278 газовыми компрессорными установками общей мощностью 1 982 МВт, 122 станций распределения природного газа, общая используемая емкость хранения природного газа составляла 4,65 млрд.м³. Большая часть транспортной системы природного газа ИЦА – наземные трубопроводы диаметром 1 000 мм, 1 200 мм или 1 400 мм.

Трубопроводная система, оператором которой является ИЦА, была построена в 1960-70г.г., сертифицированный срок ее эксплуатации составляет 20-50 лет. В 2007 году ИЦА были выполнены работы по капитальному ремонту трубопроводной системы, при этом на ремонт и модернизацию системы транспортировки природного газа было выделено 73 660 млн. тенге. В октябре 2008г. ИЦА реализовало два крупных проекта: (i) строительство новой компрессорной станции на ст. Опорная, и (ii) строительство нового обводного трубопровода. Благодаря вышеупомянутым проектам пропускная способность Центрально-азиатской трубопроводной системы (далее – **Центрально-азиатская система**), являющейся сегментом Западной трубопроводной сети, повысилась с 54 млрд. м³ до 60 млрд. м³ в год. Общая стоимость этих двух проектов составила 82 113 млн. тенге.

Западная трубопроводная сеть

Западная трубопроводная сеть ИЦА состоит из 3 отдельных систем, объединяющих примерно 8 817 км трубопроводных систем, в том числе: (i) Центрально-азиатская система; (ii) Уральская система (далее – **Уральская система**) и (iii) Актюбинская трубопроводная система (далее – **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 (далее – **Трубопровод САЦ**). Трубопровод САЦ используется, главным образом, для транспортировки узбекского и туркменского природного газа через Казахстан до трубопроводных систем Газпрома 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 природного газа среди внутренних потребителей. Актюбинская система может быть также использована для усиления мощностей Трубопровода САЦ по транспортировке туркменского природного газа в Россию и Европейский Союз.

Южная трубопроводная сеть

Южная трубопроводная сеть состоит из 2 333 км трубопроводов, имеет пропускную способность 14,0 млрд. м³ в год и включает трубопроводную систему Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы и участок трубопровода Газлы-Шымкент. По этой сети осуществляются поставки природного 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 Азиатского газопровода, который пройдет из Узбекистана в Хоргос в Китае через территорию Казахстана. Строительство Азиатского газопровода проводится в две очереди. Первая очередь этого проекта, включающая себя строительство трубопровода с пропускной мощностью 10 млрд. м³ в год, была завершена 12 декабря 2009 г. Завершение второй очереди строительства с проектной пропускной мощностью 40 млрд. м³ в год планируется до конца 2011 года. Строительство Азиатского газопровода финансируется совместным предприятием, созданным Компанией и CNPC. Ожидается, что общая стоимость проекта, который будет финансироваться в рамках организованного китайским банком синдицированного займа, составит 7,5 млрд. долларов США и распределяется по оставшемуся периоду до момента завершения проекта.

Казахстанский газопровод «Запад-Юг»

В 2008 г. Компания и CNPC заключили рамочное соглашение (далее – **Рамочное соглашение «Запад-Юг»**), по которому обе стороны договорились о строительстве трубопровода от Бейнеу в Западном Казахстане до Шымкента в Южном Казахстане (далее – **Трубопровод «Запад-Юг»**). Строительство Трубопровода «Запад-Юг» будет финансироваться совместным предприятием, созданным Компанией и CNPC. Согласно технико-экономическому обоснованию общая стоимость проекта оценивается в 2,4 млрд. долларов США. Ожидается, что пропускная способность первой очереди трубопровода «Запад-Юг» составит порядка 10,0 млрд. м³ в год, строительство которой планируется завершить до конца 2012г.

Объемы транспортировки газа

За годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., объемы международного транзита природного газа составили большую часть общих объемов транспортировки ИЦА.

В таблице ниже представлена информация по транспортировке природного газа через газотранспортные системы, оператором которых является ИЦА, за указанные годы:

Трубопровод	Транзит	За годы, закончившиеся 31 декабря		% изм. между годами, закончившимися 31 декабря 2008 и 2009 гг.
		2009 г.	2008 г.	
<i>(млрд. м³)</i>				
Международный транзит через терр. РК				
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы...	Российский газ	48,0	46,1	4,1%
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы...	Туркменский газ	11,8	40,3	(70,7%)
	Узбекский газ	13,1	10,7	22,4%
	Кыргызский газ	0,3	0,6	(50%)
Итого	-	73,2	97,7	(25,1%)
Экспорт казахстанского газа				
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы...	Газ ТШО	3,5	4,6	(23,9%)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы...	ТолкынНефтеГаз	0	1,1	(100%)
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы...	Карачаганакский газ	6,5	4,0	62,5%)
Итого		10,0	9,7	3,1%
Внутренняя трансп. газа	-	7,9	9,0	(12,2%)
Общая трансп. газа через труб. систему ИЦА	-	91,1	116,4	(21,7%)

Основным клиентом ИЦА является Газпром, на долю которого приходится 90% и 90% тарифов за транспортировку газа, выплаченных за года, закончившиеся 31 декабря 2009 г. и 2008 г., соответственно. ИЦА оказывает газотранспортные услуги Газпрому на основании двух контрактов: Контракта на транзит туркменского/узбекского газа (далее - **Контракт на транзит туркменского/узбекского газа**), в котором предусмотрены согласованные объемы транспортировки туркменского и узбекского газа 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. Контракт на транзит туркменского/узбекского газа был заключен по принципу «отгрузи или плати», в соответствии с которым Газпром обязан оплатить не менее 80% согласованных объемов независимо от того, какой объем будет фактически заказан Газпромом для транспортировки по сетям ИЦА. В 2008 и 2009 гг. Газпром не осуществил транспортировку необходимых 80% согласованных объемов.

Оба контракта ИЦА с Газпромом были заключены в 2005 году со сроком действия до 2010 года. Несмотря на то, что в конце года ожидается продление указанных контрактов, переговоры между Компанией и Газпромом проходят в настоящее время, поэтому не может быть уверенности в том, что условия новых контрактов останутся такими же, какие были прежде. Согласно контрактам ИЦА взимает плату по международным транзитным тарифам.

Объемы природного газа, транспортируемого из Туркменистана по Актюбинской системе, в рамках Контракта на транзит туркменского/узбекского газа, сократились в 2009 году до 11,8 млрд. м³ с 40,3 млрд. м³ в 2008 году. Такое сокращение главным образом связано с уменьшением поставок природного газа из Туркменистана в Россию по причине возникшего в 2009 году спора по контракту между Туркменистаном и Газпромом. В январе 2010 года Туркменистан и Газпром заключили новое соглашение, и поставки природного газа возобновились.

Объемы природного газа, экспортируемого из Казахстана по газотранспортной системе, оператором которой является ИЦА, выросли в 2009 г. до 10,0 млрд. м³ с 9,7 млрд. м³ в 2008. Такое увеличение связано главным образом с увеличением добычи на Карачаганакском месторождении в

Западном Казахстане и, в меньшей степени, с увеличением добычи на Тенгизе.

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 21 компрессорную станцию, расположенные на расстоянии 200-250 км друг от друга. В некоторых трубопроводах направление потока может быть изменено посредством переключения закачки-откачки на компрессорных станциях.

ИЦА эксплуатирует 122 станций 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 были построены 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 4,6 млрд. куб. м.

Тарифы по транспортировке газа

Согласно Закону «О естественных монополиях» и Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Антимонопольным агентством. 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 Антимонопольного агентства.

Международные тарифы. В 2009 и 2008 годах международные тарифы составляли 90% 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. На 31 декабря 2009 и 2008 гг. тариф на международный транзит составлял 1,70 долл. США и 1,40 долл. США, соответственно, за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа за экспорт российского, туркменского, узбекского и казахстанского природного газа.

Внутренние тарифы. Внутренние транспортные тарифы подлежат регулированию и утверждению со стороны Антимонопольного агентства. Тарифы вступают в силу с момента утверждения с учетом того, что ИЦА имеет право раз в год обратиться в Антимонопольное агентство с запросом на пересмотр и изменение таких тарифов. Антимонопольное агентство также вправе инициировать пересмотр внутренних транспортных тарифов. За последние 3 года Антимонопольное агентство в рабочем порядке осуществляло пересмотр тарифов для газа по запросу третьих лиц, однако в результате такого пересмотра не возникала необходимость в каких-либо значительных увеличениях или снижениях тарифов. Внутренние транспортные тарифы ИЦА подвержены значительному влиянию социально-политических факторов и традиционно удерживаются на искусственно заниженном уровне.

В 2009 и 2008 годах тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составили 171 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 м³ природного газа для коммунальных предприятий, поставляющих газ для жилых районов, и теплоэнергетических предприятий, и 420 тенге за 1 000 м³ для всех других лиц.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Через свое 100%-ное дочернее предприятие КТО Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 31 декабря 2009 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 7 279 км, 5 071 км из которых принадлежат КТО на праве собственности. В 2009 и 2008 годах общие объемы транспортировки Компании по ее трубопроводной сети составили примерно 70,8 млн. тонн и 66,6 млн. тонн сырой нефти соответственно.

Трубопроводная система КТО

КТО является неполным 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 и оператором трубопроводной системы, которая соединяет трубопровод Кенкияк-Кумколь с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и формирует часть Западного филиала КТО.

В таблице ниже представлена определенная информация по объемам транспортировки нефти за указанные годы:

Транспортные предприятия	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009 г.	2008 г.
	(млн. тонн)	
Трубопроводы КТО:		
Западный филиал:		
Трубопровод УАС	17,5	16,8
Другие трубопроводы Западного филиала транспортируют до:		
АНПЗ	3,5	3,5
Порта Актау	9,3	7,6
Трубопровода КТК	3,9	4,5
Итого Западный филиал	34,2	32,4
Восточный филиал транспортирует до:		
Трубопровода Атасу-Алашанькоу	7,7	6,1
ШНОСа	3,5	3,8
ПНПЗ	4,0	4,0
Итого Восточный филиал	15,2	13,9
Прочие	1,4	1,2
Совместные предприятия:		
Казахстанско-китайский трубопровод:		
Атасу-Алашанькоу ⁽¹⁾	7,7	6,1
МунайТас:		
Кенкияк-Атырау ⁽²⁾	5,9	5,8
Батумский нефтеналивной терминал	6,4	7,2
Итого	20,0	19,1
Итого транспортировка сырой нефти	70,8	66,6

Примечания:

- (1) Показана общая загрузка трубопровода, на 50% принадлежащего КТО.
(2) Показана общая загрузка трубопровода, на 51% принадлежащего КТО.

В 2008 и 2009 годах КТО инвестировало примерно 31,3 млрд. тенге и 22,2 млрд. тенге,

соответственно, в модернизацию своей трубопроводной системы. В 2010 году КТО планирует инвестировать дополнительно 24,6 млрд. тенге в дальнейшую модернизацию своей трубопроводной системы с целью повышения пропускной способности и эксплуатационной безопасности Западного и Восточного филиалов и удовлетворения дополнительного спроса на транспортные услуги в связи с увеличившимися объемами добычи, в том числе с месторождений Тенгиз и Кумколь. Кроме этого, в 2010 году КТО планирует инвестировать 3.1 млрд. тенге в усовершенствование и увеличение мощности трубопровода совместного предприятия.

Западный филиал. На 31 декабря 2009 года Западный филиал являлся крупнейшей технологической транспортной сетью Компании по общей пропускной способности, которая составляла 27,3 млн. тонн сырой нефти в год. На 31 декабря 2009 года Западный филиал представлял из себя примерно 2 508 км магистральных нефтепроводов, 2 155 км магистральных водоводов и 24 НПС и нефтебазы общей складской емкостью 748 000 м³, включая резервуары хранения воды емкостью 152 400 м³.

По собственным данным Компании, в 2009 году примерно 34,2 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 44,8% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Западный филиал. Общий доход, полученный за счет взимания транспортных тарифов за эти объемы сырой нефти и конденсата, составил 67,6 млрд. тенге, что составляет 60,8% от общего дохода КТО.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узень (южная часть Западного Казахстана) на север через Атырау до границы с Россией, где он соединяется с российской системой «Транснефть» в Самаре для экспорта сырой нефти в черноморские порты, или через трубопровод Дружба в порты Балтии и Центральной Европы.

На 31 декабря 2009 года годовая пропускная способность казахстанского участка трубопровода УАС составляла 17,5 млн. тонн сырой нефти. УАС является основным экспортным трубопроводом Компании.

Восточный филиал. На 31 декабря 2009 года максимальная пропускная способность Восточная филиала составляла 37 млн. тонн сырой нефти в год с протяженностью линий магистральных нефтепроводов 2 563 км, 10 НПС и нефтебаз общей складской емкостью 406 000 м³.

По собственным данным Компании, в 2009 году 15,2 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 19,9% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Восточный филиал. Общая сумма дохода, полученного за счет взимания тарифов на транспортировку этих объемов сырой нефти и конденсата, составила 21,7 млрд. тенге, что составляет 19,5% от общего дохода КТО.

Восточный филиал используется Компанией для транспортировки сырой нефти, добытой преимущественно на месторождениях Кумколь и Тургай, на ШНОС и на экспорт в Китай.

Казахстанско-китайский трубопровод

Сеть ККТ состоит из трех систем: (i) трубопровод Кенкияк-Атырау из Кенкияка (Западный Казахстан) до Атырау (Каспийское море), (ii) трубопровод Атасу-Алашанькоу из Атасу (Западный 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.

Трубопровод Кенкияк-Атырау. 3 декабря 2001 года КТО и CNPC E&D учредили СП «МунайТас», в котором КТО принадлежит 51% доля участия, 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 В 2009 году пропускная способность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 6 млн. тонн сырой нефти в год, с объемом фактической транспортировки 5,9 млн.тонн сырой нефти. На 31 декабря 2009

года протяженность трубопровода составляла 448,8 км. Ранее перекачка осуществляется в направлении Атырау из Кенкияка, что позволяло нефтедобытчикам Актыбинской области получить доступ к КТК, УАС или иным трубопроводным подключениям в Атырауской области. Тем не менее, после завершения трубопровода Кенкияк-Кумколь направление потока трубопровода Кенкияк-Атырау было изменено на обратное (при этом мощность увеличилась до 12 млн. тонн сырой нефти в год) для перекачки нефти из Атырауской и Актыбинской областей в Китай.

Трубопровод Атасу-Алашанькоу. В 2004 году КТО и Китайская национальная корпорация по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) создали ККТ, в котором КТО и CNODC принадлежит по 50% долей участия каждому. ККТ является собственником, а КТО оператором трубопровода Атасу-Алашанькоу.

В июле 2006 года трубопровод Атасу-Алашанькоу был введен в эксплуатацию. В 2009 году пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 10,0 млн. тонн сырой нефти в год, с объемом фактической транспортировки 7,7 млн. тонн сырой нефти. На 31 декабря 2009 года протяженность трубопровода составляла 962 км. Ожидается, что трубопровод Атасу-Алашанькоу будет продлен для соединения месторождений Кенкияк и Кумколь (юго-запад Казахстана).

Трубопровод Кенкияк-Кумколь. ККТ владеет трубопроводом Кенкияк-Кумколь. В октябре 2009 года трубопровод Кенкияк-Кумколь был введен в эксплуатацию с пропускной способностью 10 млн. тонн сырой нефти в год. На 31 декабря 2009 года протяженность трубопровода составляла 794 км. Оператором трубопровода Кенкияк-Кумколь является КТО.

Трубопровод КТК

КТК – это совместное предприятие, которое является собственником, оператором и обслуживающей организацией трубопровода КТК. На 31 декабря 2009 года общая протяженность трубопровода КТК составляла 1 510 км (включая складские и наливные мощности), а протяженность участка на территории Казахстана – 492 км. Трубопровод КТК – основной экспортный маршрут для ТШО, также ожидается, что он станет основным транспортным маршрутом для Северо-Каспийского проекта (СКП), как только будет начата промышленная добыча на месторождении Кашаган. В 2009 году 28,1 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 36,6% общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были прокачаны через Трубопровод КТК.

Компания действует и получает выгоду от имени Правительства в отношении 19% доли в КТК. В апреле 2009 г. Компания за 250 млн. долл. США приобрела у «BP» 49,9% долю акций KPV, в результате чего увеличила принадлежащую ей эффективную бенефициарную долю в КТК с 19% до 20,75%. 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 в отношении трубопровода КТК распределяются по соглашению акционеров КТК, и такое распределение не обязательно производится пропорционально доли участия в совместном предприятии. Преимущественные права, принадлежащие Компании, дают ей право на прокачку 5,76 млн. тонн нефти в год.

В 2008 году Компания и РД КМГ заключили Сервисное соглашение (далее – **Сервисное соглашение**). В рамках этого 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. См. раздел *«Уставной капитал, единственный акционер и сервисные соглашения по сделкам со связанными сторонами – Сервисное соглашение»*.

Ожидаемое увеличение добычи с месторождений, разрабатываемых СКП, потребует увеличения мощностей транспортной инфраструктуры в Казахстане, включая трубопровод КТК. 17 декабря 2008 года МЭМР, Министерство энергетики РФ и все акционеры КТК (за исключением

«Лукарко Би.Ви.») договорились продолжить процесс расширения и подписали меморандум о расширении, который был одобрен другими акционерами в первой половине 2009 года. Окончательное соглашение о расширении было одобрено 16 декабря 2009 г. В соответствии с условиями Договора акционеров КТК, проектная мощность Трубопровода КТК будет увеличена с 33 млн. тонн в год до 67 млн. тонн в год, из которых до 52,5 млн. тонн нефти и конденсата в год будут поступать из Казахстана. В проект расширения также будет включено строительство десяти НПС (две в Казахстане и восемь в Российской Федерации), шести нефтебаз рядом с Новороссийском, третьего причала в нефтяном терминале КТК и замена 88 км трубопровода в Казахстане. В Российской Федерации проектом расширения будет руководить Транснефть, в Новороссийском порту – «Шеврон», а на территории Казахстана - Компания. В результате расширения Трубопровода КТК преимущественные права Компании будут увеличены с 5,76 млн. т до 14,3 млн.т. Смета капитальных затрат по расширению мощности трубопровода составит 4,5 млрд. долларов США и будет финансироваться за счет собственных денежных потоков КТК в результате дохода от услуг по транспортировке нефти, предоставленных акционерам КТК в соответствии с их преимущественными и дополнительными правами на мощности трубопровода по принципу «отгрузи или плати», и за счет внешнего финансирования по мере необходимости. Ожидается, что процесс расширения будет завершен к 2015 году.

КТК взимает с грузоотправителей транспортный тариф, исходя из объемов смеси КТК, предоставленных для транспортировки. До 10 октября 2007 года транспортный тариф на транспортировку и доставку на морской терминал КТК на Черном море составлял 32,50 долларов США за одну тонну, включая все сборы терминала. В октябре 2007 года этот тариф был увеличен до 38 долларов США за одну тонну и затем остался неизменным вплоть до даты выпуска настоящего Базового проспекта.

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:

из морского порта Актау баржами до Баку, а затем по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан;

по железной дороге из Казахстана на экспортные черноморские терминалы Одессы и Феодосии; и 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.

Батумский нефтеналивной терминал. В феврале 2008 года КТО завершило приобретение 100% долей участия в компании «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited». Компании «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited» совместно владеют ООО «Батумский нефтеналивной терминал», которое является оператором морского экспортного терминала в Батуми (Грузия) (далее – Батумский **морской экспортный терминал**). Компании «Batumi Industrial Holdings Limited» также принадлежит ООО «Морской порт Батуми», которое является оператором морского порта Батуми (Грузия) (далее – **Порт Батуми**, а совместно с Батумским морским экспортным терминалом – Батумский **порт и нефтеналивной терминал**). Компания использует Батумский порт и нефтеналивной терминал для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана (включая нефть, добываемую Компанией), Туркменистана и Азербайджана, для дальнейшего экспорта. Компания транспортирует сырую нефть и нефтепродукты до Батумского порта и нефтеналивного терминала по железной дороге.

Порт Батуми 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.

Терминал порта Актау. Порт Актау построен в 1963г. и на данный момент 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 дальнейшего экспорта.

Казахстанская Каспийская транспортная система. Компания подписала письмо о намерениях с операторами проектов Тенгиз и Кашаган о создании Казахстанской Каспийской транспортной системы (далее – **ККТС**), включающей в себя два участка:

- трубопровод Ескене-Курык до Курыка на побережье Каспия; и
- береговые и морские объекты, которые позволят осуществлять перевозку сырой нефти на танкерах через Каспийское море до Баку (Азербайджан), включая нефтяной терминал на казахстанском побережье Каспийского моря, нефтяной терминал на Азербайджанском побережье Каспийского моря, а также сооружения для подсоединения к Трубопроводу БТД.

На данном этапе планируется направлять сырую нефть из г. Баку через существующий трубопровод БТД, идущий в Средиземноморье. Ожидается, что по завершении первой очереди проекта мощность ККТС составит 24,0 млн. тонн в год, а затем мощность увеличится до 36,5 млн. тонн в год. В настоящее время график реализации проекта пересматривается с учетом изменений в добыче нефти на территории Казахстана.

В октябре 2009 года Компания и Государственная нефтегазовая компания Азербайджана подписали соглашение о совместной подготовке технико-экономического обоснования проекта ККТС.

Транспортные тарифы по перевозке сырой нефти и минимальные объемы

КТО, рассматриваемая как естественная монополия в Казахстане, взимает с Компании и других грузоотправителей простой тариф за отгрузку по трубопроводам УАС и Омск-Павлодар-Шымкент. Ставка тарифа устанавливается Антимонопольным агентством, главным образом, на основе затрат КТО по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов. КТО имеет право обращаться в Антимонопольное агентство 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 «Транснефть» не существует. МЭМР устанавливает объемы транспортировки для трубопроводов УАС и Омск-Павлодар-Шымкент.

Контракт, заключаемый между КТО и его клиентами, регулируют общий доступ и условия платежа. В соответствии с таким контрактом клиенты, включая дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, а также сторонние отправители сырой нефти, обязаны обеспечить транспортировку гарантированного минимального объема, утверждаемого МЭМР.

В таблице ниже представлены минимальные объемы, которые определенные клиенты должны были или обязаны предоставить для транспортировки через трубопровод УАС в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2008	2009	2010	2011	2012
	(млн. тонн)				
РД КМГ	4 901	4 844	4 842	4 695	4 020
АО «Мангистаумунайгаз»	4 973	5 150	5 350	5 450	5 350
АО «СНПС-Актобемунайгаз»	3 782	2 800	2 700	-	-
Прочие недропользователи	2 408	4 525	4 456	4 379	2 310
Общие минимальные объемы	16 064	17 319	17 348	14 524	11 680

Нефть, добываемая РД КМГ, транспортируется через: (i) трубопровод УАС до Атырауского НПЗ; (ii) трубопровод УАС в российскую транспортную систему «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.

В 2009г. РД КМГ экспортировал 77,4% добытой сырой нефти по сравнению с 78,0% в 2008 году.

В следующей таблице приведены данные по объемам экспорта сырой нефти РД КМГ по экспортным транспортным маршрутам за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	<i>(тыс. тонн, кроме данных в %)</i>	
Трубопровод КТК:		
Новороссийск	1 999	2 100
Трубопровод УАС	4 947	4 901
Итого экспорт	6 946	7 001

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) и (ii) по железной дороге до украинских экспортных терминалов в Одессе и Феодосии и (iii) по железной дороге через морской порт Актау до Трубопровода БТД и Батумского Морского экспортного терминала, расположенного в Порту Батуми.

В 2009 году ТШО было отгружено 15,9 млн. тонн через Трубопровод КТК. Ожидается, что Трубопровод КТК будет оставаться основным экспортным маршрутом для транспортировки сырой нефти ТШО. В связи с этим, для обеспечения дополнительных мощностей с учетом увеличившихся в 2009 году объемов 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. ТШО также ведет отгрузку нефти с использованием расширенных нефтеналивных ж/д эстакад и ж/д экспортных мощностей, предназначенных для транспортировки большей части дополнительных объемов добычи с проектов SGI/SGP (закачка сырого газа/завод второго поколения) до расширения мощности КТК, и которые были введены в эксплуатацию в 2007 году. Также рассматриваются другие альтернативы расширения экспортных возможностей.

ТШО экспортирует 100% добытой сырой нефти, транспортировка которой осуществляется через Трубопровод КТК. В следующей ниже таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ТШО по регионам за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	<i>(тыс. тонн, кроме данных в %)</i>	
Трубопровод КТК до Новороссийска	15 920	13 600
Трубопровод БТД	1 936	300
Трубопровод УАС	69	200
Ж/д до Одессы, Феодосии и Батуми	4 496	2 700
Итого экспорт	22 419	16 800

Кроме того, ТШО транспортирует:

сжиженный газ – по ж/д потребителям в СНГ, на экспортные объекты СГ на Черном море и в определенные европейские страны для экспорта за пределы СНГ;

сухой газ – по трубопроводам ИЦА в пределах Казахстана для бытового использования, а на

экспорт через газопровод ТШО Тенгиз-Кульсары; и
 сера – по ж/д через или по территории Казахстана в Россию, Китай, Украину и различные Балтийские экспортные терминалы для отдаленного экспорта.

Транспортировка и продажа сырой нефти – ПКИ

Нефть, добываемая ПКИ, 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 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 до порта Батуми.

В 2009 году ПКИ экспортировала 64,0% добытой сырой нефти по сравнению с 59,4% в 2008 году. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ПКИ по регионам и за указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	<i>(тыс. тонн, кроме данных в %)</i>	
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	4 028	2 787
Ж/д из Джусалы в Актау	-	23
Ж/д из Атасу в	-	-
Порт Актау	-	67
Порт Батуми	-	16
Иран	-	34
Итого экспорт	4 028	2 918

Переработка, маркетинг и сбыт

Обзор

Основным предприятием Компании по переработке, маркетингу и сбыту является «Торговый дом КМГ». Основные виды деятельности ТД КМГ включают переработку, маркетинг и сбыт нефти и нефтепродуктов. В апреле 2010 года ТД КМГ объявил о своем переименовании в АО «КМГ - Переработка и Маркетинг», что лучше отражает основную деятельность компании.

Сырая нефть, добываемая Компанией, в частности РД КМГ, которая не идет на экспорт, транспортируется для переработки на Атырауский, Павлодарский и Шымкентский НПЗ. На 31 декабря 2009 года ТД КМГ принадлежала 99,17% доля участия в Атырауском НПЗ; 100% доля участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,00% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом остальная доля участия (42%) в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежит Государству); и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ. Таким образом, Компания имела значительную или контрольную долю участия в основных НПЗ в Казахстане. Кроме того, с декабря 2007 года ТД КМГ косвенно принадлежит контрольная доля участия в НПЗ Петромидиа в Румынии. См. раздел «Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа». ТД КМГ также является собственником и оператором НПЗ Вега в Румынии.

С 2006 года до 2009 года ТД КМГ был назначен Правительством для сбора роялти в натуральном выражении с ТШО, АО «Тургай-Петролеум», «Казгермунай», ПККР и иных третьих лиц и получал комиссионные за продажу сырой нефти от имени Правительства. С 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти Правительству), в связи с чем ТД КМГ больше не осуществляет

сбор роялти в натуральном выражении.

В настоящее время ТД КМГ преследует пять основных целей: (i) доставка продукции на внутренний рынок и расширение своей доли на розничном рынке в Казахстане до более 50% посредством органичного расширения своей розничной сети, приобретений и лицензионных договоров; (ii) модернизация своих нефтеперерабатывающих активов, в том числе обеспечение соответствия стандарту «Евро-4» на всех НПЗ до 2015 г.; (iii) дальнейшее развитие своей экспортной деятельности; (iv) разработка новых направлений транспортной деятельности; и (v) дальнейшая разработка розничной сети «Ромпетрол».

Продажа сырой нефти

С января 2004г. Компания экспортирует практически всю сырую нефть, добываемую РД КМГ, на условиях Агентского соглашения. Агентское соглашение заключается ежегодно по результатам конкурса, который проводится в соответствии с Правилами С-К. См. раздел «*Уставный капитал, сделки с единственным акционером и связанными сторонами – Взаимоотношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании – Агентское соглашение ТД КМГ*». ТД КМГ косвенно владеет большинством голосов в дочерней организации в Нидерландах под названием «Trade House KazMunaiGaz N.V.», которому продается нефть, поставляемая через Одессу и Новороссийск.

1 января 2009 года вступил в силу новый закон о трансфертном ценообразовании, который ограничивает использование торговых партнеров в определенных оффшорных юрисдикциях. В настоящее время Компания приводит свои структуры по экспортной продаже в соответствие с новым законом.

Перерабатывающие предприятия

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в Казахстане функционировало 3 основных предприятия по переработке сырой нефти. Эти НПЗ расположены в Павлодаре, Атырау и Шымкенте. В 2009 году общая фактическая мощность данных НПЗ составляла 12,2 млн. тонн сырой нефти. На 31 декабря 2009 года Компании принадлежала 100,00% доля участия в «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,00% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ; 97,17% доля участия в Атырауском НПЗ; и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ, и таким образом Компания обладает значительной или контрольной долей участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих предприятиях в Казахстане. Кроме этого, Компания приобрела 100% долю участия в компании «Ромпетрол», которая владеет 76,39% долей участия в компании «Rompetrol Rafinare S.A.» и НПЗ Вега в Румынии.

Павлодарский НПЗ

В августе 2009 года ТД КМГ приобрел 100,00% долю участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,00% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом остальная доля участия (42%) в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежит Государству). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду активы, входящий в комплекс Павлодарского НПЗ, для АО «Павлодарский НПЗ», которое, в свою очередь, эксплуатирует Павлодарский НПЗ. На 31 декабря 2009г. Павлодарский НПЗ являлся самым крупным и современным в техническом отношении из трех основных НПЗ в Казахстане, проектная мощность переработки которого составляла 7,5 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность - 4,1 млн. тонн сырой нефти в год.

Построенный в 1978 году Павлодарский НПЗ расположен в г.Павлодар на северо-востоке Казахстана в Павлодарской области в 100 км от границы с Россией и подключен к трубопроводу Омск-Павлодар-Шымкент. Павлодарский НПЗ является единственным НПЗ в Казахстане, имеющим установку каталитического крекинга и грануляции серы. Вся нефть, поступающая на НПЗ, добывается с месторождений Западной Сибири и транспортируется до НПЗ через системы

трубопровода Транснефти и КТО, а взаимосвязанные нефтехранилища расположены в непосредственной близости от НПЗ. В результате недавней реконструкции появилась возможность использовать порядка 0,5% от общей мощности Павлодарского НПЗ для переработки сырой нефти из других источников, помимо сырой нефти с Западной Сибири. Доля несибирской нефти ограничена по причине высокого содержания в ней серы, что может ухудшить качество продуктов нефтепереработки.

Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане в 2009 году, доля Павлодарского НПЗ составила 34%. Кроме того, Павлодарским НПЗ было произведено 47% бензина, 35% дизельного топлива и 21% мазута, проданных в Казахстане в 2009 году.

В 2008 году на Павлодарском НПЗ была завершена реконструкция и запуск установки для получения водорода, что позволяет сократить содержание серы в конечном продукте нефтепереработки. В 2007 году была завершена реконструкция нескольких градирней, чтобы снизить потребление воды, связанное с оборотной системой водоснабжения завода.

Павлодарский НПЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Агентством РК по защите конкуренции (далее – **Агентство по защите конкуренции**). В 2010г. Агентство по защите конкуренции разрешило Павлодарскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 3 742,26 тенге за тонну с 2 519,83 тенге за тонну в 2009 году, что должно положительно отразиться на доходе от переработки.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Павлодарский НПЗ в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	(тыс. т)	
Бензин	1 224	1 165
Дизельное топливо...	1 330	1 347
Авиационный керосин.....	89	78
Мазут	690	719
Прочие нефтепродукты.....	430	393
Итого продукции.....	3 763	3 702

Атырауский НПЗ

Построенный в 1945 году, Атырауский НПЗ является старейшим из 3 действующих НПЗ Казахстана. На 31 декабря 2009 года проектная мощность переработки Атырауского НПЗ после модернизации составила 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность переработки – 4,0 млн. тонн сырой нефти в год.

Атырауский НПЗ расположен в центре крупного региона добычи углеводородного сырья в Западном Казахстане и подключен к трубопроводу Узень-Атырау-Самара. Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане в 2009 году, доля Атырауского НПЗ составила 33%. Кроме того, Атырауским НПЗ было произведено 20% бензина, 31% дизельного топлива и 53% мазута, проданных в Казахстане в 2009 году.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта рыночный спрос на продукты нефтепереработки в Западном Казахстане оценивается на уровне 3,0 млн. тонн в год. В 2009 году Атырауский НПЗ работал чуть ниже уровня рентабельности, переработав примерно 4,0 млн. тонн сырой нефти.

Атырауский НПЗ в основном перерабатывает только давальческую нефть, которую получает от ТД КМГ, и взимает тарифы за переработку, устанавливаемые Агентством РК по защите конкуренции. В 2010 году Агентство по защите конкуренции разрешило Атыраускому НПЗ повысить тарифы за переработку до 5 764,92 тенге за тонну, что должно положительно отразиться на доходе от переработки.

В период с марта 2003 г. по сентябрь 2006г. на Атырауском НПЗ была проведена реконструкция и модернизация. В результате проведенной модернизации большая часть устаревшего оборудования была заменена, технологические процессы и оборудование были приведены в соответствие с природоохранными требованиями. Производственная мощность Атырауского НПЗ после модернизации составляет 5,0 млн. тонн сырой нефти в год. Компании необходимо сделать дополнительные инвестиции в значительном объеме, чтобы улучшить коэффициент использования и рентабельность Атырауского НПЗ, а также улучшить качество продуктов нефтепереработки, производимых Компанией на Атырауском НПЗ.

В 2008 и 2009 годах капитальные затраты ТД КМГ на модернизацию Атырауского НПЗ составили 3 000 млн. тенге и 5 460 млн. тенге, соответственно. К концу 2009 года Компания увеличила объем переработки нефти и улучшила качество продуктов нефтепереработки на Атырауском НПЗ до 4,0 млн. тонн сырой нефти в год благодаря проведению указанной программы капитальных инвестиций.

29 октября 2009 года ТД КМГ заключил договор с компанией «Sinopet Engineering» на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на базе Атырауского НПЗ на сумму 1,1 млрд. долларов США, финансирование которого Компания планирует осуществить за счет внешних источников. Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов позволит производить до 132 000 т. бензола в год и до 497 000 т параксилола в год, а также производить моторный бензин и дизельное топливо стандарта «Евро-4». Предполагается, что строительство комплекса по производству ароматических углеводородов будет завершено в 2013 году, однако финансирование этого проекта еще не одобрено, и строительство в настоящее время приостановлено.

Ожидаемые капитальные затраты ТД КМГ на Атырауском НПЗ на 2010 год составляют 45 490 млн. тенге, которые ТД КМГ планирует инвестировать, главным образом, в проекты, связанные с установкой оборудования переработки бензола и ароматических углеводородов, реконструкцией вакуумного блока, модернизацией установки коксования и строительством передового нефтеперерабатывающего комплекса.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008 (тыс. тонн)
Бензин ...	520	493
Дизельное топливо...	1 188	1 176
Авиационный керосин...	42	47
Мазут ...	1 731	1 566
Прочие нефтепродукты...	197	330
Итого продукции...	3 678	3 612

Шымкентский НПЗ

В июле 2007 г. ТД КМГ приобрел косвенное долевое участие в размере 49,72% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которое, в свою очередь, является собственником Шымкентского НПЗ. На 31 декабря 2009 года проектная перерабатывающая мощность Шымкентского НПЗ составила 5,5 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность – 4,0 млн. тонн сырой нефти в год.

Шымкентский НПЗ был введен в эксплуатацию в 1985 году после завершения установки атмосферной перегонки для первичной сепарации сырой нефти, комплексов каталитической гидроочистки для удаления примесей из нефти, авиационного и дизельного топлива и установки каталитического крекинга для повышения октанового числа бензина.

Шымкентский НПЗ расположен в Южном Казахстане. Большая часть поставок нефтепродуктов

и сырой нефти на Шымкентский НПЗ осуществляется по ж/д в цистернах, предоставляемых государственной ж/д компанией или третьими лицами. Месторождения Кумколя и Западной Сибири являются основным источником поставок сырой нефти на Шымкентский НПЗ.

В 2009 году на Шымкентском НПЗ было переработано 33% от общего объема нефтепереработки в Казахстане. Кроме того, в 2009 году на Шымкентском НПЗ было произведено 32% бензина, 34% дизельного топлива и 21% мазута от общего объема продаж в Казахстане.

Установка вакуумной перегонки на Шымкентском НПЗ была закончена в конце 2003 года. и введена в эксплуатацию в начале января 2004 году. Эта установка вакуумной перегонки позволяет осуществлять производство и продажу вакуумного газойля (далее – ВГО). ВГО – это высокоценный продукт, который очень востребован НПЗ, имеющими установки каталитического крекинга, на которых ВГО может быть преобразован в бензин и дизель. Производство ВГО сокращает производство мазута (который является конечным продуктом более низкого качества и имеется на рынке в избыточных количествах), тем самым повышая экономическую отдачу Шымкентского НПЗ.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Агентством по защите конкуренции. В 2008 г. Агентство по защите конкуренции разрешило Шымкентскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 3 100 тенге за тонну с 2 713 тенге за тонну в 2007 г. С 2009 года по настоящее время никаких разрешений на дальнейшее повышение тарифов за переработку получено не было.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Шымкентском НПЗ в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	(тыс. тонн)	
Бензин ...	828	843
Дизельное топливо.....	1 276	1 408
Авиационный керосин.....	240	275
Мазут ...	694	635
Прочие нефтепродукты...	765	886
Итого продукции.....	3 803	4 047

НПЗ Петромидиа

В результате приобретения 75% акций компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 г. и оставшихся 25% в июне 2009 г. после реализации Опциона Ромпетрол ТД КМГ является собственником и оператором НПЗ Петромидиа, который принадлежит ее дочерней организации «Rompetroл Rafinare S.A.». На 31 декабря 2009 года компании «Ромпетрол» принадлежало 76,39% акций компании «Rompetroл Rafinare». В феврале 2010 года ТД КМГ сделал обязательное предложение о приобретении акций компании «Rompetroл Rafinare», которыми он не владел. В результате этого предложения компания «Ромпетрол» приобрела дополнительные 21,61% акций в компании «Rompetroл Rafinare», вследствие чего на дату выпуска настоящего Базового проспекта ей принадлежит 98% акций компании «Rompetroл Rafinare». В 2010 году компания «Ромпетрол» планирует провести сделку на фондовой бирже в Бухаресте по вытеснению миноритарных акционеров и приобретению оставшихся акций, находящихся в публичном владении, т.е. 100% пакета акций компании «Rompetroл Rafinare».

НПЗ Петромидиа был построен в период 1974-1979г.г. На 31 декабря 2009 года проектная мощность НПЗ Петромидиа составляла 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, фактическая мощность НПЗ составляла 4,0 млн. тонн сырой нефти в год. В 2009 году компания «Ромпетрол» произвела 3,8 млн. тонн нефтепродуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув практически 95%-го уровня утилизации фактической мощности переработки.

НПЗ Петромидиа перерабатывает различные сорта сырой нефти с высоким содержанием серы

За год, закончившийся 31 декабря

	2009	2008 (тыс. тонн)
Бензин	1 296	1 351
Дизельное топливо.....	1 571	1 552
Авиационный керосин.....	91	106
Мазут	105	127
Прочие нефтепродукты.....	859	1 108
Итого продукции.....	3 922	4 244

и плотностью по классификации API. Сырую нефть, перерабатываемую на НПЗ Петромидиа, получают из порта Мидиа, принадлежащего компании «Ромпетрол», который может принимать суда грузоподъемностью до 24 000 т, или через более крупный порт Констанца, к которому НПЗ Петромидиа подсоединен посредством трубопровода протяженностью 40 км. НПЗ Петромидиа имеет собственный складской терминал, на котором имеется 40 сливных и наливных эстакад и автомобильных погрузочных эстакад.

НПЗ Петромидиа производит различные типы автомобильного горючего (бензин, дизельное топливо и СГ) и авиационное топливо А-1. Продукция НПЗ Петромидиа соответствует европейским стандартам качества и природоохранным требованиям к такой продукции.

В Румынии нефтепродукты НПЗ Петромидиа продаются через распределительную сеть «Ромпетрол» и оптово-розничные сети третьих лиц. НПЗ Петромидиа экспортирует нефтепродукты в Молдову, Болгарию, Турцию, Грузию, Венгрию, Хорватию, Боснию, Албанию и Западную Европу.

В 2009 году тарифы на переработку НПЗ Петромидиа были увеличены до 29 долларов США/баррель с 27,48 долларов США/баррель в 2008 году в основном в связи с повышением коммунальных тарифов.

Прогнозируемые на 2008-2010 г.г. капитальные затраты «Ромпетрол» на НПЗ Петромидиа составляют 337 млн. долларов США, 30,2 млн. долларов США из которых были освоены в 2008 году и 65,0 млн. долларов США были освоены в 2009 году. Оставшиеся средства в размере 241,8 млн. долларов США «Ромпетрол» планирует инвестировать в 2010 году в модернизацию установки каталитического крекинга, установки переработки серы и гидрооборудования, а также в монтаж установки мягкого гидрокрекинга и иного перерабатывающего оборудования на НПЗ Петромидиа с целью производства дизельного топлива марки Евро-5.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Петромидиа в указанные годы:

НПЗ Вега

В результате приобретения 75% акций компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 г. и последующего приобретения оставшихся 25% в июне 2009 г. после реализации Опциона Ромпетрол ТД КМГ является косвенным собственником и оператором НПЗ Вега, который был построен в 1905 г. и полностью модернизирован в период 1970-1980г.г. НПЗ Вега в качестве сырья использует побочную продукцию других НПЗ, работающих в данном регионе. На 31 декабря 2009 года проектная мощность переработки НПЗ Вега составляла примерно 0,3 млн. тонн сырой нефти в год, фактическая мощность переработки НПЗ составляла 0,3 тонн сырой нефти в год. НПЗ Вега расположен в Плоешти, небольшом городке, находящемся неподалеку от Бухареста (Румыния).

НПЗ Вега 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 является собственником установок атмосферной и вакуумной перегонки сырой нефти и установок переработки альтернативного сырья.

Перечень продукции, выпускаемой НПЗ Вега, включает растворитель для полимеризации – обычный гексан, экологические нефтяные растворители, прочие нефтепродукты, такие как бензин, нафта, уайт спирт и нефтепродукты (топочный мазут), легкое жидкое горючее, битум (дорожный и полимерный модифицированный, специальный и грунтовочный для защиты металлических труб).

В 2008 и 2009 годах тарифы за переработку НПЗ Вега составляли 48,20 долларов США за тонну.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Вега в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009	2008
	(тыс. т)	
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина ...	154	160
Уайт спирт и нефть...	9	26
Газойль...	10	17
Тяжелое топливо...	30	24
Мазут...	15	16
Битум...	43	47
Другие нефтепродукты...	51	0
Итого продукции...	312	290

Реализация и распространение нефтепродуктов

Продажа и распространение нефтепродуктов Компании на внутреннем рынке осуществляется через ТД КМГ, который отвечает за реализацию и маркетинг нефтепродуктов в Казахстане, а также в Румынии и иных странах Восточной Европы через компанию «Ромпетрол».

Торговый дом КМГ

ТД КМГ является собственником и оператором расширяющейся сети заправочных станций в Казахстане. На 31 декабря 2009 года ТД КМГ принадлежали 235 заправочных станций, расположенных в гг. Астана и Алматы, Западном, Северном и Восточном Казахстане, что на тот момент на рынке розничной торговли нефтепродуктов составляло 10% внутреннего рынка розничной продажи бензина согласно данным ТД КМГ.

ТД КМГ продает на внутреннем рынке полный ассортимент нефтяного топлива, включая высококачественный дизель, бензин и авиатопливо. ТД КМГ осуществляет торговлю и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке посредством прямых продаж в основном с Атырауского НПЗ и через три своих 100% дочерних предприятий ТОО «КМГ Алатау», ТОО «КМГ Астана» и ТОО «КМГ Жайык». Нефтепродукты транспортируются по ж/д по тарифам, основанным на фактическом расстоянии перевозки.

В таблице ниже представлен сводный ассортимент продукции ТД КМГ и соответствующую долю Компании на внутреннем рынке в 2009 году:

Продукт	Потребление (тыс. тонн)	ТД КМГ %	Доля на рынке
Бензин.....	3 195,5	325,4	10
Авиационный керосин.....	367,9	-	0
Дизтопливо.....	3 596,2	614,3	17
Топливо.....	1 165,8	783,0	67
Итого.....	8 325,4	1 722,7	21

Компания «Ромпетрол»

Розничная сеть «Ромпетрол» предлагает широкий ассортимент автомобильного

горючего, в т.ч. бензин и дизельное топливо, поставляемые в основном с НПЗ Петромидиа. «Ромпетрол» также продает автомобильное горючее через 32 оптовых склада ГСМ, поставки с которых охватывают более 25% румынского рынка, 3,5% рынка Франции и 1,5% рынка Испании.

«Ромпетрол» 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. Сбыт и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке осуществляются через различные компании, контролируемые «Ромпетрол», в том числе «Ромпетрол Даунстрим», «Rom Oil SA» (оптово-розничная продажа бензина и дизтоплива), «Romcalor SA» (оптово-розничная продажа топочного мазута) и «Ромпетрол Газ СРЛ» (оптово-розничная продажа сжиженного газа) в Румынии, а в Восточной Европе – через компанию «Vector Energy». Компания «Ромпетрол Даунстрим», дочернее предприятие «Ромпетрол», владеет и эксплуатирует более 110 СОСО/CODO заправочных станций, собственником которых является компания, а оператором – компания или дилер, а также контролирует 180 DODO дилерских заправочных станций в Румынии и 20 дилерских заправочных станций DODO в Болгарии.

В таблице ниже представлен сводный ассортимент продукции и объем продаж «Ромпетрол» в Румынии и международном рынке в 2009 году в процентах:

Нефтепродукт	Объем (тонн)	Объем продаж, %	
		Внутр.	Международ.
Бензин	1 351	35%	65%
Дизтопливо	1 552	67%	33%
Авиационный керосин	106	100%	-
Сжиженный нефтяной газ	198,4	92%	8%
Прочие нефтепродукты ⁽¹⁾	1 036,6	99%	1%
Итого продукции	4 244	78,6%	21,4%

Примечание:

- (1) Прочие нефтепродукты включают бензин-нафта 132,7 тыс. тонн, топочный мазут 65,7 тыс. тонн, кокс 263,2 тыс. тонн, нефтяную серу 37,3 тыс. тонн, горючие газы 96,7 тыс. тонн, прочее 49,5 тыс. тонн.

Реализация и распространение природного газа

Компания осуществляет реализацию и сбыт своего природного газа через АО «КазТрансГаз Алматы» (далее – КТГА), ранее известного как АО «КазТрансГаз Дистрибьюшн», 100%-ная дочерняя организация КТГ, и через «КазРосГаз», одно из совместных предприятий Компании.

КТГА

КТГА было создано 15 апреля 2002 года для управления внутренним распределением природного газа в составе Компании. КТГА занимается, главным образом, транспортировкой газа по внутренним газораспределительным трубопроводным сетям, эксплуатацией газораспределительных установок и трубопроводов, маркетингом, закупкой и оптовым сбытом природного газа на внутреннем рынке. КТГА пользуется собственной трубопроводной сетью.

КазРосГаз

ТОО «КазРосГаз» было учреждено на основании международного соглашения между правительствами Казахстана и России «О сотрудничестве в газовом секторе» от 28 ноября 2001 г. 50% в «КазРосГаз» принадлежит Компании (представляющей Казахстан) и 50% ОАО «Газпром» (представляющему Россию).

«КазРосГаз» занимается закупкой и маркетингом газа с месторождений Карачаганак (Западный Казахстан), Толкын (Мангистауская область) и Тенгиз (Атырауская область). Газ с этих месторождений в основном транспортируется до российской границы и далее через транспортную систему ОАО «Газпром» на рынки СНГ и других зарубежных стран.

В таблице ниже показаны источники поставок газа «КазРосГаз» на указанные даты:

	На 31 декабря	
	2009	2008 (млн. м ³)
Карачаганак (сухой газ) ⁽¹⁾	7 150	6 816
ТШО	779	-
ТОО "Толкыннефтегаз"	-	-
Итого	7 929	6 816

Примечание:

(1) Сухой газ – это природный газ, который не содержит растворенных жидких углеводородов.

В таблице ниже указаны пункты назначения газораспределения "КазРосГаз" на указанные даты:

	На 31 декабря	
	2009 г.	2008 г. (млн. м ³)
Экспорт	6 572	6 338
включая операции "своп"	3 038	4 049
Внутренний рынок	1 357	578
Итого	7 929	6 916

Продукция нефтехимии

26 февраля 2009 года Компания приобрела 50% долю участия в КПИ за общую сумму денежного вознаграждения 4,8 млрд.тенге. КПИ является собственником двух нефтехимических заводов в Казахстане: Атырауский завод, который в данное время не работает, и Актауский завод, который производит небольшой объем нефтехимической продукции.

Основная деятельность КПИ заключается в реализации «Программы развития нефтехимической промышленности в Республике Казахстан на 2004-2010 гг.», утвержденной Указом Правительства № 101 от 29.01.2004г., в частности, в отношении создания в Атырау первого интегрированного газохимического комплекса.

Сбор роялти

В период с 2006 по 2009 годы с добывающих компаний (включая дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании) каждый квартал взимался платеж роялти в форме физических поставок нефти по разным ставкам в зависимости от месторождений и объема добычи. После получения определенного объема нефти в качестве роялти ТД КМГ перечислял денежные средства Государству, а затем продавал полученную в качестве роялти нефть третьим лицам. С 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти Правительству), вследствие чего ТД КМГ больше не занимается сбором роялти с третьих лиц в качестве уполномоченного агента Правительства. ТШО продолжает выплачивать роялти Правительству в соответствии с действующим контрактом. См. разделы «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Результаты работы – Доход – Прочий доход».

В 2008 году ТД КМГ получил 2,4 млн. тонн сырой нефти в качестве оплаты роялти в натуральном выражении. С 2009 года ТД КМГ никаких платежей роялти в натуральном выражении не получает.

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 г. крупные западные нефтяные компании осуществляют инвестиции

в казахстанский нефтегазовый сектор, включая:

инвестиции компании «Chevron» в месторождения Тенгиз и Карачаганак;
инвестиции Группы BG, компаний «ENI», «Chevron» и «ЛУКОЙЛ» в месторождение Карачаганак;
инвестиции компаний «Shell», «Total» и «ConocoPhillips» в месторождение Кашаган;
инвестиции компании «ExxonMobil» в месторождения Тенгиз и Кашаган; и
инвестиции «ENI-Agir» в месторождения Кашаган и Карачаганак.

В последние годы Китай увеличил свое присутствие с нефтегазовой отрасли Казахстана, учредив вместе с Компанией несколько значительных совместных предприятий. Среди прочих, эти совместные предприятия и ассоциированные организации включают: (i) ПККИ – нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CCEL – совместное предприятие с CITIC; (iii) КРС – совместное предприятие с CNOOC, учрежденное для строительства и эксплуатации КТК; (iv) AGP – совместное предприятие между КТГ и CNPC для строительства и эксплуатации Азиатского газопровода; (v) «МунайТас» – оператор трубопровода Кенкияк-Атырау, в котором 49% долевого участия принадлежит «CNPC E&D»; и (vi) ММГ - нефтедобывающая компания, которая равными долями принадлежит «CNPC E&D» и Компании.

Азиатские инвесторы представлены также нефтегазовыми компаниями «Inpex», «Sinorec» и Корейским национальным нефтяным консорциумом (далее – **KNOC**). Среди российских нефтегазовых компаний в Казахстане лидируют «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть», которые работают преимущественно в Каспийском регионе. За последние годы также наблюдается возросший интерес, в частности в Западном Казахстане, со стороны ряда менее крупных компаний, которые привлекают возможности освоения и существующая в регионе инфраструктура. Примеры компаний из этой однородной по составу группы: «Arawak Energy Limited», «BMB Munay Inc.», «CanArgo Energy Corporation», «Caspian Holding PLC» и «Victoria Oil and 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 – газопровод в обход Каспия и газопровод «Nabucco». Однако источники газа для этих трубопроводов пока еще не определены и, следовательно, их будущее остается неопределенным.

Согласно данным, опубликованным на веб-сайте Управления США по информации в области энергетики (<http://www.eia.doe.gov>) на февраль 2009 года правительство Ирана имеет доказанные запасы природного газа в объеме 26 844 млрд. м³ – это вторые по величине запасы природного газа в мире после России. Две трети иранских запасов природного газа составляет свободный природный газ, залегающий в неосвоенных месторождениях, наиболее значительным из которых является Южный Парс, запасы которого составляют порядка 12 743 млрд. м³, что составляет приблизительно 47% от всех запасов природного газа Ирана; среди других значительных месторождений – Северный Парс, Канган-Нар и Хангиран. Таким образом, по всей видимости, Иран обладает значительным потенциалом в области добычи природного газа.

Для экспорта природного газа из Ирана в Турцию построен газопровод. Хотя по этому газопроводу транспортируются сравнительно небольшие объемы природного газа, Иран также рассматривает возможность дальнейшего развития транспортных систем для транспортировки природного газа в Украину, Европу, Индию, Пакистан, Армению, Азербайджан, Грузию, Тайвань,

Южную Корею и на морское побережье Китая. Экспорт может осуществляться по газопроводам или танкерами. Развитие Ираном этих экспортных возможностей может создать угрозу конкуренции для ИЦА, тем не менее, санкции Европейского Союза, ООН и США против Ирана могут помешать любому такому развитию торговли с Ираном, по крайней мере, в ближайшей перспективе.

Иран импортирует определенные объемы природного газа из Туркменистана для потребления в северных регионах, удаленных от основных месторождений природного газа на юге Ирана. В декабре 1997 г. Туркменистан запустил газопровод Корпеже–Курт Кюй в Иран стоимостью 190 млн. долларов США, это первый экспортный газопровод природного газа в Центральной Азии в обход Казахстана. Согласно условиям 25-летнего договора между Туркменистаном и Ираном, Иран может импортировать природный газ из Туркменистана. Однако руководство Компании считает, что, учитывая наличие в Иране значительных собственных запасов природного газа, объем импорта туркменского природного газа в Иран не повлияет на отгрузку дополнительных объемов через трубопровод САЦ.

В декабре 2001 г. Армения заключила соглашение с Туркменистаном, в соответствии с которым Туркменистан будет поставлять в Армению до 2 млрд. м³ природного газа в год, а в мае 2004 г. Армения заключила отдельное соглашение с Ираном, в соответствии с которым Иран будет поставлять в Армению до 36,4 млрд. м³ природного газа в год в течение 20 лет, начиная с 2007 г. Хотя поставки природного газа по обоим соглашениям будут осуществляться в обход газотранспортной системы ИЦА, договоры поставки в обоих случаях обусловлены строительством новых газопроводов, которое еще не было начато.

Хотя, согласно информации, имеющейся на веб-сайте Газпрома (<http://www.gazprom.com>) на дату выпуска настоящего Базового проспекта, Газпром заявляет о том, что закупки природного газа у Туркменистана составят значительную долю общего объема продаж Газпрома в ближайшие годы, ожидается, что такие закупки начнут терять свою значимость, если Газпром, как планируется, начнет добычу на новых месторождениях, в частности, на месторождениях п-ва Ямал, начало разработки на которых намечено на период после 2010 года. Кроме того, согласно данным, опубликованным на веб-сайте Управления США по информации в области энергетики, в долгосрочной перспективе Туркменистан рассматривает возможность строительства газопровода для поставки туркменского природного газа в Европу, который пойдет в обход участка трубопровода САЦ, оператором которого является ИЦА.

Хотя руководство Компании считает, что вероятность возникновения серьезной конкуренции для ИЦА является достаточно отдаленной, как минимум в краткосрочной и среднесрочной перспективе, в то же время развитие любого из вышеуказанных направлений может привести к усилению конкуренции для ИЦА.

Переработка, маркетинг и сбыт

В результате приобретения в августе 2009 года контрольной доли участия ММГ в Павлодарском НПЗ, 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. Помимо доли в Павлодарском НПЗ Компания владеет 49,72% долей участия в Шымкентском НПЗ, обслуживающем южно-казахстанский рынок, и 99,17% долей в Атырауском НПЗ, обслуживающем западно-казахстанский рынок. Местоположение этих трех НПЗ позволяет Компании поставлять продукцию на внутренний рынок и экспортировать в Европу.

Кроме того, Компания косвенно владеет 100% долей в НПЗ Петромида в Румынии посредством владения ТД КМГ на правах собственности, которому, в свою очередь, принадлежит компания «Ромпетрол».

Руководство Компании полагает, что конкурентные позиции Компании были улучшены в результате приобретения НПЗ Петромида и Павлодарского НПЗ.

На 31 декабря 2009 г. ТД КМГ был вторым по величине предприятием в Казахстане в части

розничных продаж нефтепродуктов, его доля рынка составляла 21%. Основным конкурентом «Гелиос» – крупнейший оператор розничного рынка ГСМ, на 31 декабря 2009 года его доля рынка составляла 33%. В связи с покупкой Компанией Павлодарского НПЗ Компанией также рассматривается возможность приобретения розничной сети заправочных станций «Гелиос». Компания ведет переговоры с существующими акционерами «Гелиос». В ожидании завершения потенциальной покупки, Компания согласилась перерабатывать по договору весь необходимый объем сырой нефти для «Гелиос» на Павлодарском НПЗ по фиксированным ценам за переработку в течение двух лет. «Гелиос» является одной из крупнейших сетей заправочных станций в Казахстане.

В таблице ниже представлена информация по 10 ведущим компаниям, работающим в секторе розничной торговли нефтепродуктами в Казахстане на 31 декабря 2009 год:

	За год, закончившийся 31 декабря 2009г. Кол-во заправочных станций	Доля рынка
Гелиос	242	33%
ТД «КМГ»	235	21%
Синоойл	75	15%
Наройл	75	7%
Бахыт Мунай	72	5%
Иволга Холдинг	45	3%
Аурика	33	3%
Есиль	26	2%
Дейбар Ойл	25	2%
Октан Плюс	24	2%

Работники

В таблице ниже показано примерное число работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	На 31 декабря	
	2009	2008
Производство, разведка и добыча	18 084	18 465
Прочие (дочерние предприятия).....	21 694	18 688
Переработка.....	9 500	13 000
Компания (как холдинговая компания).....	447	467
Распределение и продажи	5 739	14 210
Итого	55 464	64 830

1 марта 2010 года работниками РД КМГ производственного филиала «Озенмунайгаз» была начата забастовка, которая закончилась 19 марта 2010 года. Несмотря на то, что суд признал забастовку незаконной, была создана примирительная комиссия для рассмотрения и передачи требований рабочих. В результате этой забастовки общие производственные потери «Озенмунайгаз» были оценены в размере 27 600 тонн сырой нефти.

Профсоюз Компании был основан в сентябре 2007 года. На 31 декабря 2009 года в его состав входило 44 члена. Работники следующих дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза: РД КМГ (14 084 членов), «КазМунайТениз» (114 члена), КТГ (15 членов), ИЦА (5 446 членов). Компания рассматривает возможность создания Ассоциации профессиональных союзов Компании и ее основных дочерних предприятий.

На данный момент данных о существовании какой-либо существенной задолженности по зарплате не имеется, до настоящего момента на нефтедобывающих, транспортных, перерабатывающих или дистрибьюторских предприятиях, собственником или оператором которых является Компании, а также на ее дочерних организациях, совместных предприятиях или ассоциированных организациях никаких существенных трудовых споров или забастовок не было, за исключением вышеуказанной забастовки на ПФ «Озенмунайгаз». В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие.

Судебные процессы

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Компания не является стороной по каким-либо существенным разбирательствам, за исключением изложенного ниже. По данным Компании, 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 оказали или могут оказать в течение указанного срока существенное воздействие на финансовое состояние или рентабельность Компании.

Претензии в отношении хранения серы

В июне 2007 года и в марте 2008 года Атырауское областное территориальное управление ООС инициировало отдельные разбирательства против ТШО в отношении предполагаемого нарушения природоохранных требований в результате ненадлежащего хранения серы на месторождении Тенгиз. В результате этих разбирательств ТШО был начислен штраф в размере 307 млн. долларов США по итогам судебного процесса в 2007 году и 307 млн. долларов США по итогам судебного процесса в 2008 году. В ноябре 2007 года ТШО заплатил штраф в размере 307 млн. долларов США, начисленный по результатам разбирательств в 2007 году, при этом предпринимая дальнейшие шаги по обжалованию решения. Начисленный штраф в размере 307 млн. долларов США по результатам разбирательства в 2008 году ТШО не заплатило, а начало переговоры с

Правительством с целью отмены начисленного штрафа.

В мае 2009 года Правительство и ТШО заключили меморандум о взаимопонимании, согласно которому: (i) разбирательства, касающиеся начислений 2007 и 2008 гг., будут прекращены (после принятия официального постановления Правительства, которое ожидается до конца 2009 г.); (ii) ТШО будет полностью возмещена сумма административного штрафа в размере 307 млн. долларов США, оплаченного в связи с разбирательством 2007 года, посредством зачета в счет обязательств ТШО по роялти, а административный штраф в сумме 307 млн. долларов США в связи с разбирательством 2008 года будет отменен; и (iii) ТШО построит надлежащие объекты для хранения серы и возьмет на себя выполнение определенных социальных программ.

Отдельно, в ноябре 2008 года ТШО было получено уведомление от Атырауского налогового департамента, которым ТШО обвинялось в занижении декларируемых объемов серы за 2004-2006 гг. В соответствии с уведомлением от ТШО требовалось подать исправленные налоговые декларации за эти годы на основании кумулятивных объемов. ТШО обжаловало указанное уведомление в декабре 2008 года.

Разбирательства в отношении «Ромпетрол»

7 сентября 2006 г. Департамент по борьбе с организованной преступностью и терроризмом открыл уголовное дело в суде общей юрисдикции против тогда действующего Председателя Совета директоров, Главного исполнительного директора и миноритарного акционера «Ромпетрол» г-на Патрициу Дину, а также против г-на Букса Александру и еще 10 других лиц, занимающих или занимавших в соответствующее время руководящие должности в государственных агентствах Румынии, имеющих или имевших лицензии на проведение брокерских и трейдерских операций с ценными бумагами, являющихся или являвшихся бизнесменами. Дело в суде открыто по ряду обвинений, включая хищение, незаконную легализацию денежных средств, операции с использованием инсайдерской информации и спекуляции на рынках капитала. Ряд других обвинений подлежит официальному уголовному расследованию.

В соответствии с судебным приказом от 26 марта 2007 года Министерство государственных доходов Румынии вступило в процесс с отдельным гражданским иском о привлечении «Ромпетрол» к потенциальной гражданской, а не уголовной ответственности, что означает, что если обвинения, выдвинутые прокуратурой против обвиняемых по уголовному делу, будут поддержаны судом, «Ромпетрол» может понести солидарную ответственность с ответчиками по уголовному делу по компенсации финансовых убытков, понесенных Государственным бюджетом Румынии. Хотя г-н Патрициу ушел с должности главного исполнительного директора «Ромпетрол» в июне 2009 года и вышел из состава правления «Ромпетрол» в феврале 2010 года, компания «Ромпетрол» не была выведена из участия в процессе в качестве одной из сторон. Потенциальная ответственность «Ромпетрол» по возмещению убытков оценивается в 88 млн. долларов США, не включая проценты и штрафы.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта судом никакого решения по этому судебному делу вынесено не было, и ожидается, что судебное дело и соответствующие расследования будут продвигаться медленно.

Арбитражное разбирательство в отношении Карачаганак

13 июля 2009 года Компания получила уведомление о возбуждении арбитражного разбирательства в отношении косвенной экспроприации инвестиций у отдельных партнеров Карачаганак. Сумма иска истцов составляет 1,43 млрд. долларов США и может быть увеличена. В ответ на это был подан встречный иск в отношении ненадлежащего управления, строительных дефектов и прочих технических проблем на сумму 1,8 млрд. долларов США. В настоящее время стороны ведут переговоры по урегулированию спора. 13 июля 2009 года Компания и соответчик получили уведомление о возбуждении арбитражного дела в отношении косвенной экспроприации инвестиций у отдельных партнеров Карачаганак. Истцы требуют возместить убытки на сумму 1,43 млрд. долларов США, и эта сумма может быть увеличена. Компания и ее соответчик подали встречный иск в отношении ненадлежащего управления, строительных дефектов и прочих технических проблем,

связанных с месторождением. Согласно встречному иску Компания требует возместить ущерб на сумму 1,8 млрд. долларов США, при этом указанная сумма также может быть увеличена.

Руководство Компании полагает, что ввиду того, что истцы прямо признают отсутствие причинной связи между действиями Компании и ущербом, причиненным истцам, а также признают, что в отношении месторождения Карачаганак Компания действует лишь в качестве агента Правительства, риск того, что Компания в конечном итоге будет привлечена к ответственности по указанным искам, даже если истцы выиграют дело, очень мал.

В настоящее время стороны ведут переговоры по урегулированию спора.

Арбитражное разбирательство в отношении «Тургай Петролеум»/«Лукойл»

28 октября 2009 года Арбитражным институтом Торговой палаты г.Стокгольма было вынесено арбитражное решение в отношении заявленного преимущественного права компании «Lukoil Overseas Kumkol B.V.» (далее – **Лукойл**) на приобретение 50% доли ПКИ в АО «Тургай Петролеум» (далее – **ТП**). Согласно этому решению ПКИ дано предписание передать все свои акции в ТП в пользу Лукойл в обмен на чистое денежное вознаграждение в размере 800 млн. долларов США и выплатить 488 млн. долларов США в качестве возмещения ущерба в счет выплачиваемых дивидендов плюс процент 4,42% в год, начиная с октября 2008 г. На февраль 2010 года Компанией не было получено никакого уведомления о каких-либо процедурах по приведению решения в исполнение, об урегулировании спора или о требованиях исполнить соглашение о передаче акций.

Иск против РД КМГ в отношении таможенных пошлин

18 августа 2009 года таможенный комитет РК подал иск против РД КМГ в отношении недоплаченной части экспортных таможенных пошлин (включая основную сумму в размере 15,3 млрд. тенге и пеню за просроченный платеж в размере 2,3 млрд. тенге). Данный иск касается экспортных поставок сырой нефти, совершенных в январе 2009 года, по которым экспортный налог был выплачен в полном объеме в соответствии с действующим законодательством Казахстана. 9 марта 2010 года суд г.Астаны вынес решение в пользу таможенного комитета и обязал РД КМГ выплатить вышеуказанные суммы. В настоящее время РД КМГ ведет процедуру обжалования решения в Верховном Суде.

Торговый дом КМГ

По результатам проведенной в 2008 году налоговой проверки деятельности ТД КМГ за период с 2003 по 2005 гг. налоговый орган доначислил ТД КМГ налоги и пеню за просроченный платеж на общую сумму 84 млрд. тенге. ТД КМГ также получил уведомление о возможном наложении административного штрафа на сумму 21 млрд. тенге. ТД КМГ обжаловал результаты налоговой проверки в вышестоящих налоговых органах, которыми было вынесено решение о проведении дополнительной налоговой проверки. Со стороны налоговых органов не было предпринято никаких дальнейших действий по взиманию вышеуказанных сумм. Руководство ТД КМГ считает, что налоговые обязательства и пеня за просроченный платеж были начислены в результате неверного толкования действовавшего на тот момент законодательства. Руководство уверено в своей позиции и считает маловероятным, что в результате этой проверки произойдет существенный отток ресурсов Компании.

Страхование

Компания запустила программу единого корпоративного страхования (далее – **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 включает обязательное экологическое страхование, страхование ответственности работодателя, страхование объектов повышенной опасности и страхование гражданско-правовой ответственности директоров и должностных лиц. Программа страхования также покрывает имущественные риски. Тем не менее, Программа страхования не включает, и Компания соответственно не обеспечивает страхование на случай причинения экологического ущерба производственной деятельностью дочерних предприятий Компании, страхование на случай саботажа или террористических актов. См. раздел *«Факторы*

риска – Факторы риска, связанные с хозяйственной деятельностью Компании – Размер страхового покрытия Компании может оказаться недостаточным для покрытия убытков, связанных с возникновением потенциальных производственных факторов опасности, и непредвиденных перерывов в деятельности».

На 31 декабря 2009 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, а также ТД КМГ и его дочерние предприятия, включая Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ, Шымкентский НПЗ и «КазМунайТениз». Собственная страховая компания Компании «Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd.» (KERС) отвечает за реализацию Программы страхования и удовлетворение страховых потребностей Компании. KERС составляет отчеты по реализации Программы страхования для контролирующих органов Казахстана и Компании и контролирует исполнение заключенных ею договоров перестрахования.

Помимо Программы страхования, Компания также обеспечивает страхование в отношении некоторых активов от пожара, молнии, взрыва и землетрясения, а также медицинское страхование своих работников в страховой компании АО «Казахинстрах».

Информационные технологии

Управление деятельностью Компании по 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. По расчетам Компании такая интеграция должна быть полностью завершена через два-три года. Компания заложила в бюджет 750 млн. тенге на поддержание и дальнейшую модернизацию своих информационно-технологических систем в 2010 года.

Компания планирует создать центр по чрезвычайным ситуациям в 2010-2011 г.г.; в настоящее время у нее нет отдельного центра по чрезвычайным ситуациям или удаленного сервера, расположенного вне основных административных помещений Компании.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Производственная деятельность Компании регулируется нормативными правовыми актами и другими требованиями РК по охране окружающей среды, здоровья и производственной безопасности, применимыми к нефтегазовым компаниям (далее – **Природоохранное законодательство**). Контракты на недропользование, заключенные Компанией, требуют, чтобы все операции недропользования выполнялись в соответствии с Природоохранным законодательством. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Контракты на недропользование»*.

В соответствии со ст. 68 и 69 Экологического кодекса РК, Компания также обязана получать 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 (далее – **ISO 14001**) и промышленной безопасности и охраны труда (далее – **OHSAS 18001**). Компания в настоящее время находится в процессе получения сертификатов ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности. Независимая экологическая проверка Компании в 2006 году выявила, что системы промышленной и экологической безопасности Компании соответствуют требованиям ISO 14001.

Капитальные затраты на охрану окружающей среды

Компания приступила к поэтапной реализации комплексной программы экологического соответствия, основанной на Природоохранном законодательстве и утвержденной Правлением Компании 7 ноября 2006 г. (далее – **Экологическая программа**). Руководство полагает, что Экологическая программа будет реализована к 2015 году. Ее цели включают следующее:

- обеспечение того, чтобы уровень выбросов не превышал допустимые нормы, установленные казахстанским природоохранным законодательством;
- уменьшение уровня загрязнения воды;
- обеспечение того, чтобы уровень загрязняющих веществ в сточных водах не превышал допустимые нормы;
- утилизация промышленных отходов в соответствии с Природоохранным законодательством;
- восстановление или рекультивация участков, подвергшихся воздействию углеводородного загрязнения и ликвидация скважин;
- усовершенствование нефтяных амбаров; и
- профилактика и реагирование на разливы нефти и нефтепродуктов.

В таблице ниже представлены годовые затраты основных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании в природоохранных целях и усовершенствования за указанные годы:

На 31 декабря

	2009	2008
	<i>(млн. тенге)</i>	
РД КМГ	4 883	4 914
ТШО	27 000	32 284
КазМунайТениз ...	704,8	564
ПКИ	5 757	5 905

Воздействие производственной деятельности на окружающую среду

Существенная экологическая ответственность Компании возникает в связи с требованием о восстановлении исторически загрязненных земель. Общая ответственность оценивается в сумме 561 млн. тенге.

Выбросы в атмосферу

В соответствии с Природоохранным законодательством Компания, включая РД КМГ и ТШО, обязана подавать в МООС заявку на получение природоохранного разрешения, дающего право на выброс регламентированных веществ в окружающую среду до определенного допустимого уровня за определенную плату. В таком разрешении 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, в 2009 году составили 738 млн. тенге и в 2008 году - 2 746 млн. тенге. Ставки штрафов и платежей за выбросы в прошлом повышались, и Компания ожидает, что такие повышения будут иметь место и в будущем.

Сжигание газа в факелах является одним из методов его утилизации. Сжигание попутного и природного газа в факелах запрещено, за исключением наличия чрезвычайных ситуаций или угрозы для жизни людей или окружающей среды. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС приостановило будущие санкции за нарушение запрета на факельное сжигание казахстанскими предприятиями, которые разработали программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа до 1 июля 2006 г. На дату выпуска настоящего Базового проспекта приостановление продолжает действовать, программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у следующих членов Компании: РД КМГ, ТШО, ПКИ, «Казгермунай», «Казахтуркмунай» и «Казахойл Актобе».

Обработка и утилизация бытовых и промышленных сточных вод

Бытовые стоки обрабатываются в соответствии с общепринятой международной практикой с использованием 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 организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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 г. до 2 в 2008 г.

Хранение серы

На месторождениях ТШО высокое содержание сероводорода. 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 отправки на рынок. По оценкам ТШО, на 31 декабря 2009 года в комковой форме было складировано 6,9 млн. тонн свободной серы. 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 и Министерств здравоохранения и чрезвычайных ситуаций. Результаты исследования были представлены на публичном слушании в г. Атырау и прошли экспертизу МООС. Заключение исследования подтверждает, что воздействие открытого складирования серы за пределами непосредственно площадок складирования комковой серы незначительно. В 2008 г. 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. В 2009 году ТШО реализовало 2,2 млн. тонн серы третьим лицам и ожидает, что объем продаж в 2010 году составит 2,6 млн. тонн.

Использование и рекультивация земли, включая нефтяные амбары и озера

Почва, загрязненная сырой нефтью, перевозится в шламонакопители, имеющие систему дренажа сточных вод, ограждение и водонепроницаемую мембрану. 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 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.

Самые крупные открытые резервуары: (i) водонефтяное озеро РД КМГ в Узеньской впадине (далее – **озеро Узень**), и (ii) технологический нефтяной амбар на Центральном пункте перекачки нефти (далее – **амбар ЦППН**). В ноябре 2003 года МООС одобрило план утилизации РД КМГ по очистке озера Узень и амбара ЦППН. В 2009 году дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в совокупности потратили 8 320 млн. тенге в рамках реализации вышеуказанного плана утилизации и других аналогичных планов.

Разливы нефти и химикатов

Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации 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 организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании подготовили планы экстренного реагирования и на постоянной основе проводят учения и тренинги для основного персонала экстренного реагирования.

РУКОВОДСТВО

Органы корпоративного управления

Структура руководства Компании представлена ее единственным акционером АО «Самрук-Казына», Советом директоров, Правлением и Президентом, последние два из которых отвечают за руководство текущей деятельностью Компании.

Единственный акционер

Единственный акционер выполняет функции общего собрания акционеров, как предусмотрено Законом РК «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 г. № 415-II, с учетом внесенных в него изменений и дополнений (далее – **Закон об АО**), Законом РК «О Фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2009 г. № 134-IV, уставом Компании, указами Президента и постановлениями Правительства о создании АО «Самрук-Казына» и его роли и функциях в экономике Казахстана. См. раздел «*Уставный капитал, сделки с единственным акционером и связанными сторонами – Самрук-Казына*».

Такие функции, среди прочего включают:

одобрение 5-летних планов стратегического развития Компании;

назначение аудиторов Компании;

утверждение любых увеличений акционерного капитала Компании;

назначение членов Совета директоров;

одобрение годовой финансовой отчетности Компании;

назначение Президента (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 единственного акционера в соответствии с Законом об АО и уставом Компании (как указано выше). В частности, полномочия Совета директоров включают, среди прочего, следующее:

определение целей деятельности и составление 5-летних стратегических планов развития Компании;

определение политик риск менеджмента и бухгалтерского учета Компании;

назначение членов Правления;

одобрение сделок, связанных с принятием Компанией обязательств на сумму, превышающую 10% от собственного капитала Компании, и крупных сделок, связанных, среди прочего, при условии одобрения со стороны Акционера, с приобретением, отчуждением или возможным отчуждением Компанией активов, стоимость которых превышает 25% от балансовой стоимости активов Компании;

одобрение независимыми директорами сделок с заинтересованностью;

одобрение приобретения Компанией 10% или более акций других юридических лиц;

одобрение бюджета Компании; и

назначение независимого регистратора акций Компаний.

Члены Совета директоров назначаются решением единственного акционера на пятилетний срок и могут переизбираться в общей сложности на три срока. На дату выпуска настоящего Базового проспекта Совет директоров состоял из 6 членов, двое из которых – г-да Лэйн и Куйлаарс, рассматриваются в качестве независимых директоров.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Совета директоров компании входят следующие лица:

ФИО	Возраст	Впервые назначен	Срок истечения полномочий	Должность
Кулибаев Тимур	42	2009	2011	Председатель Совета директоров Компании, Заместитель Председателя Правления АО «Самрук-Казына»
Акчулаков Болат	38	2006	2011	Член Совета директоров Компании, Управляющий директор АО «Самрук-Казына»
Лэйн Питер	63	2008	2011	Член Совета директоров Компании, независимый директор, исполнительный Председатель Правления «Camri & Co. Ltd»
Куйлаарс Франк	51	2006	2011	Член Совета директоров Компании, независимый директор, бывший исполнительный вице-президент, управляющий директор по энергетике и ресурсам «ABN AMRO N.V.»
Кабылдин Каиргельды	56	2008	2011	Председатель Правления Компании

Кулибаев Тимур. Родился 10 сентября 1966 г. Окончил Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, имеет ученую степень по экономике. Начал работать в 1988 г. и до 1992 г. его профессиональная деятельность была связана с научными исследованиями. Работал экономистом, младшим научным сотрудником в Научно-исследовательском институте экономического планирования и стандартов и Консультативного центра при Фонде культурного, социального и технологического развития в Казахстане. С 1992 г. возглавлял несколько бизнес предприятий. В 1997 г. был назначен директором Директората проектной оценки и переговоров при Комитете по инвестициям Казахстана. С мая 1997 г. до марта 1999 г. занимал должность Вице-президента по экономике и финансам в национальной нефтегазовой компания ЗАО «Казахойл». С марта 1999 г. – Президент национальной компания по транспортировке нефти ЗАО «КазТрансОйл». С мая 2001 г. по февраль 2002 г. работал Генеральным директором ЗАО НК «Транспорт нефти и газа». С февраля 2002 г. по октябрь 2005 г. – Первый вице-президент АО НК «КазМунайГаз», образовавшейся в результате слияния ЗАО НК «КазахОйл» и ЗАО НК «Транспорт нефти и газа». В октябре 2005 г. назначен на должность Советника Президента Республики Казахстан. С апреля 2006 г. по август 2007 г. – Вице-председатель Правления Казахстанской холдинговой компании по управлению государственными активами АО «Самрук». 17 октября 2008 г. был назначен Вице-председателем Правления АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына». С 2005 г. возглавляет Ассоциацию «KazEnergy», которая объединяет предприятия нефтяного и энергетического секторов, присутствующие в Республике Казахстан. Награжден орденом Республики Казахстан «Курмет» (2001), юбилейной медалью «10-ая годовщина Конституции Казахстана» (РК, 2005 г.), орденом Российской Федерации «Дружба» (РФ, 2007 г.) и медалью «10-ая годовщина Астаны» (РК, 2008 г.). В мае 2009 г. Назначен на должность Председателя Правления Компании.

Акчулаков Болат. Родился в 1971 г., в 1993г. закончил Казахскую Государственную Академию Управления. Начал трудовую деятельность в 1994 г. в должности экономиста «Алем Банк Казахстан» и директора департамента Центрально-азиатского банка сотрудничества и развития. В 1997 г. – старший эксперт Департамента по управлению активами, а затем – Менеджер и Заместитель Директора Департамента по управлению активами ТШО. В 2001 г. начал работу в компании «Commonwealth & British Services Ltd.» в качестве бизнес аналитика и директора по финансам. С 2003 г. – исполнительный директор Компании. В феврале 2006 г. был назначен Вице-министром МЭМР. В 2008 г. стал управляющим директором АО «Самрук-Казына».

Лэйн Питер. Родился в 1946 г. Имеет степень бакалавра по экономике из Лондонской школы экономики, которую закончил в 1968 г., и степень магистра по экономике из Университета Эссекса, который закончил в 1970 г. Трудовую деятельность начал в 1972 г. советником по экономике в Департаменте промышленности и торговли Казначейства Ее Величества Соединенного Королевства. В 1978-1980 гг. – советник по экономике и инвестиционный менеджер (представляющий Казначейство Ее Величества Соединенного Королевства) в Национальном департаменте предпринимательства. В 1980-1985 гг. – менеджер по торговле сырой нефтью в компании «Shell International Trading Company» и позже в компании «Shell UK Oil». В 1985-1987 гг. – начальник департамента маркетинга и дистрибуции компании «Shell UK Oil». В 1987-1991 гг. – генеральный директор компании «Royal Dutch Shell East Caribbean Group». В 1991-1993 гг. – коммерческий директор по маркетингу компании «Shell UK Oil» и директор по развитию бренда компании «Shell International Petroleum». В 1994-1998 гг. – директор по маркетингу и связям с общественностью Лондонского Ллойда и позже Генеральный директор по антикризисному регулированию Ллойда Северной Америки. В 1999-2002 гг. – Председатель Совета директоров и генеральный директор компании «A1 Holdings Inc.». В 2004 г. основал компанию «Exchange Insurance Company Inc.», где работал генеральным директором до 2007 г. В 2002 г. стал Исполнительным Председателем Правления компании «Campi & Co Ltd.» и работает в этой должности до настоящего времени. На свою текущую должность в Компании был назначен в июне 2008 г.

Куйлаарс Франк. Родился в 1958 г., имеет степень магистра права, закончил аспирантуру в Институте банковских и страховых компаний Голландии и в Кембриджском университете. Начал трудовую деятельность в 1984 г. в банке «ABN AMRO». В 1990 г. – начальник Департамента корпоративных и инвестиционно-банковских услуг в Бельгии. В 1994 г. – региональный менеджер в Сан-Пауло, Бразилия. В 1995-1999 г.г. – менеджер по России и Аргентине. В 2001 г. – член наблюдательных советов «ABN AMRO» в России, Казахстане и Узбекистане. В 2000-2003 г.г. возглавлял Интегрированную энергетическую группу «ABN AMRO» по Центральной и Восточной Европе, Ближнему Востоку и Африке. В 2003 г. был назначен начальником Международного управления по нефтегазовому сектору, в которое впоследствии вошла химическая промышленность. В 2004 г. – начальник Международного отраслевого управления «ABN AMRO», координирующего работу нефтегазовых отделений «ABN AMRO» по всему миру. В 2006 г. назначен членом Совета директоров «КазМунайГаз». Входит в советы директоров нескольких компаний, работающих на развивающихся рынках. Также является членом Отраслевого консультативного совета Европейской Энергетической Хартии.

Кабылдин Каиргельды. Родился в 1953 г., в 1975г. окончил Казахский политехнический институт. Начал трудовую деятельность в 1977г. в должности инженера промысла в Министерстве нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1989-1991г.г. занимал ряд должностей в ПО «Магистральные нефтепроводы Казахстана и Средней Азии», последние годы – заместитель генерального директора. В 1993-1994г.г. работал начальником Департамента развития транспорта МЭМР. В 1994-1997г.г. – начальник Департамента развития производственной инфраструктуры Министерства нефтяной и газовой промышленности РК. В 1997г. занял должность Вице-президента по стратегическому развитию КТО. В 2001-2002г.г. – Первый Вице-президент ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». С 2003г. является управляющим директором Компании по транспортировке нефти и газа. В сентябре 2007г. был назначен заместителем Председателя Правления АО «Самрук» и Председателем Совета директоров Компании.

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям.

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 3 членов, не менее 2 из которых должны быть независимыми директорами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Комитета по аудиту входят

следующие лица:

ФИО	Должность
Куйлаарс Франк...	Комитета по аудиту, независимый директор Компании
Лэйн Питер ..	Заместитель Председателя Правления АО «Самрук-Казына»
Тулেকешев Калдыбай...	Заместитель Директора Группы по управлению нефтегазовыми активами АО «Самрук-Казына»

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно представляет в Совет директоров рекомендации относительно политики, структуры и уровня вознаграждений высшего руководства Компании. Комитет по вознаграждениям также пересматривает размер вознаграждения членов советов директоров и правлений дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании и представляет рекомендации по ним. Комитет по вознаграждениям состоит из 3 членов, не менее 2 из которых являются независимыми директорами. На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Комитета по вознаграждениям входят следующие лица: Кулибаев Тимур, Председатель Совета директоров Компании, Лэйн Питер и Куйлаарс Франк, независимые директора Компании.

Служебным адресом каждого члена Совета директоров и комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай батыра 19.

Правление

В 2009 г. Совет директоров Компании утвердил стратегию по реорганизации корпоративной структуры Компании и ее разделении на пять бизнес-сегментов, включая: (i) разведка и добыча нефти и газа, (ii) транспортировка и экспорт газа, (iii) транспортировка нефти, (iv) переработка, маркетинг и сбыт и (v) сопутствующие услуги в области нефти и газа. Каждым бизнес-подразделением руководит управляющий директор, который несет ответственность за работу своего подразделения, включая назначение руководства и представителей в филиалах, координацию работы филиалов Компании, а также координирование и направление работы филиалов и представительств Компании с работой членов Компании. Управляющий директор каждого подразделения подотчетен Президенту (Председателю Правления) и входит в состав Правления Компании. Реорганизация Компании утверждена Советом директоров Компании 23 июня 2009 г. и ее завершение ожидается к 2013 году.

Правление отвечает за текущее руководство и управление Компанией под контролем Совета директоров и единственного акционера. Обязанности Правления включают следующее:

одобрение приобретения Компанией до 10% акций других юридических лиц;

реализация бизнес-стратегии и освоение бюджета по каждому подразделению, определяемых Советом директоров и единственным акционером;

реализация решений Совета директоров и единственного акционера и рекомендаций Службы внутреннего аудита;

решение всех других вопросов, не относящихся к компетенции Совета директоров или единственного акционера.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Правление Компании состоит из 8 членов. Совет директоров назначает членов Правления на трехлетний срок. Действующие члены Правления были назначены 23 июня 2008 г. Совет директоров вправе в любой момент прекратить полномочия любого из членов Правления, кроме Президента, который назначается Единственным акционером.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Правления Компании входят следующие лица:

ФИО	Возраст	Должность в Компании
Кабылдин Каиргельды	56	Председатель Правления
Балжанов Аскар	51	Управляющий директор по разведке и добычи
Назаров Болат	40	Управляющий директор по газовым проектам
Шманов Нуртас	52	Управляющий директор по транспорту нефти
Тиесов Данияр		Управляющий директор по переработке и маркетингу нефти
Сауранбаев Нурлан	42	Управляющий директор по сервисным проектам
Иденов Максат	41	Управляющий директор по взаимоотношениям с уполномоченным органом
Бозжанов Толеген	35	Управляющий директор корпоративного центра
Жангаулов Ержан	42	Генеральный директор по юридической поддержке

Кабылдин Каиргельды. См. раздел «Совет директоров».

Балжанов Аскар. Родился в 1958 г. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности начал свою трудовую деятельность в производственном объединении «Эмбанефть», где проработал с 1980 г. по 1987 г. Занимая руководящие должности в таких нефтегазовых предприятиях как «Эмбанефть», «КазахстанНефтеГаз», «КазахстанМунайГаз», ЗАО «КазРосГаз» и НК «КМГ», приобрел богатый опыт работы в нефтегазовой отрасли. В 1991-1992 гг. работал вице-президентом компании «КазахстанМунайГаз», в которой позже занимал должность генерального директора. С июня 2006 г. по май 2009 г. – генеральный директор компании «Разведка Добыча КазМунайГаз». До этого занимал должность генерального директора АО «КазМунайТениз», дочерней организацией НК «КазМунайГаз», специализирующейся на морских нефтегазовых операциях. В настоящее время занимает должность генерального директора АО «Разведка Добыча КМГ».

Назаров Болат. Родился в 1955 г., в 1979 г. окончил Актюбинский педагогический университет по специальности «физик-математик», а в 1988 г. окончил Казахстанский государственный политехнический университет, факультет «Бурение нефтяных и газовых скважин». Трудовую деятельность начал в 1979 г. в качестве научного сотрудника в Казахском институте нефти и газа. Также работал в должности вице-президента АО «КарачаганакГазпром» и директора департамента Карачаганакского проекта в НК «КазХазГаз». С марта 2008 г по декабрь 2009 г. занимал должность генерального директора АО «КазТрансГаз», после чего г-н Назаров был назначен управляющим директором АО «НК «КазМунайГаз» по газовым проектам.

Шманов Нуртас. Родился в 1956 г. Окончил Уфимский нефтяной институт нефти в 1979 г. по специальности «проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов, газохранилищ и нефтебаз» и Институт рынка при Казахском государственном аграрном университете в 1998 г. по специальности «финансы и кредит». Трудовую деятельность начал в Атырауском управлении нефтепроводов, где проработал до 1992 г. С декабря 2007 г. по январь 2009 г. – генеральный директор АО «КазТрансОйл». До этого работал в компаниях «ШевронМунайГаз» в г. Алматы и «ШевронНефтеГаз» в г. Москва в должности регионального менеджера по транспортировке. С мая 2006 г. по декабрь 2007 г. – заместитель директора Каспийского трубопроводного консорциума -- Россия.

Тиесов Данияр. Родился в 1970 г., в 1997 г. окончил Восточно-Казахстанский государственный университет по специальности «охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности», а в 2004 г. окончил Атырауский университет нефти и газа по специальности «переработка нефти, газа и угля». Трудовую деятельность начал в 1994 г., работая в различных нефтяных компаниях розничной торговли. В 1999 г. вошел в группу КМГ в качестве секретаря правления Атырауского НПЗ. После этого занимал разные должности в НК «КазХазОйл» и отвечал за несколько проектов по переработке. В августе 2006 г. был назначен Заместителем Генерального Директора ТД КМГ по добыче. В июне 2009 был назначен управляющим директором Компании по переработке и маркетингу нефти.

Сауранбаев Нурлан. Родился в 1967 г., в 1991 г. окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби по специальности «экономика и финансы». В 2001 г. получил степень магистра в нефтяном управлении, пройдя обучение в образовательном подразделении «ENI-Agip». Трудовую деятельность начал в 1991 г. на должности генерального директора ТОО «Енбек». Также работал исполнительным директором Конгресса предпринимателей Казахстана и директором АО «Пассажирские перевозки». Работу в нефтегазовом секторе начал в 2000 г. С января 2000 г. по декабрь 2001 г. – первый вице-президент Атырауского НПЗ. Позже работал на должности генерального менеджера по проектам в компании «Казахойл». До занятия своей текущей должности управляющего директора АО «НК «КазМунайГаз» работал генеральным директором в ТОО «ТенизСервис».

Иденов Максат. Родился в 1967 г., в 1992 г. окончил Казахский государственный университет им. Аль-Фараби по специальности «юриспруденция». Трудовую деятельность начал в 1992 г. в должности старшего юриста Государственной холдинговой компании «Мунайгаз». 1993-1994 г.г. – помощник Министра нефтяной и газовой промышленности РК по общим и правовым вопросам. 1994-1995 г.г. – консультант по энергетике фирмы «Akin Gump Strauss Hauer & Feld». 1995-1999 г.г. – заместитель начальника Департамента энергетики стран Европы и Центральной Азии в Международном банке реконструкции и развития. 1999-2004 г.г. – советник президента по вопросам Каспийского моря и экспортных нефтегазовых трубопроводов. 2004 г. региональный вице-президент компании «Shell» по коммерческому развитию на Ближнем Востоке, в Южной Азии и Каспийском регионе. Занимает текущую должность в Компании с июня 2007 г.

Бозжанов Толеген. Родился в 1974 г. Окончил Казахский государственный университет по специальности «физика» и Казахскую строительную академию по специальности «экономика». Имеет степень бакалавра экономических наук из университета «Warwick» (Великобритания). Трудовую деятельность начал в 1997 г., работая старшим банкиром в АО Национальном сберегательном банке Казахстана. В 1998-2000 гг. – управляющий директор АО «Казкоммерц Секьюритиз». Позже в течение двух лет работал на должности директора по продажам ТОО «Kaz-Tel». Что касается его работы в нефтегазовом секторе, с августа 2008 г. работает вице-президентом НК «КазМунайГаз». С 2006 г. по июль 2008 г. работал генеральным директором АО «Торговый дом «КазМунайГаз», а до этого с августа 2004 г. по 2006 г. – исполнительным директором АО НК «КазМунайГаз».

Жангаулов Ержан. Родился в 1968 г., в 1992 г. окончил Карагандинский государственный университет по специальности юрист. До начала работы в Компании был начальником департамента юридической службы и отдела кадров в Министерстве юстиции, администрации Премьер-министра и администрации Президента. 6 июня 2006 г. был назначен главным юрисконсультантом Компании, а до этого назначения был исполнительным директором по юридическим вопросам Компании.

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 Президент Каиргельды Кабылдин был назначен решением Совета директоров АО «Самрук-Казына» – Единственного акционера – от 20 августа 2009 г. на неопределенный срок.

Служебным адресом Президента (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 организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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 организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций 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.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Службы внутреннего аудита Компании входят следующие лица:

ФИО	Должность в Компании
Баян Кайдар	Начальник Службы внутреннего аудита
Утембаева Айжан	Заместитель начальника Службы внутреннего аудита
Интыкбаев Дамиржан	Начальник группы
Кошкарар Жеткен	Начальник группы
Мусаев Ербол	Начальник группы
Ногайбаев Максат	Начальник группы
Нурпеисов Канат	Начальник группы
Абдикаров Аскар	Главный внутренний аудитор
Аденова Гульнар	Главный внутренний аудитор
Акашева Лейла	Главный внутренний аудитор
Амренова Жумагул	Главный внутренний аудитор
Аксанбеков Абдибек	Главный внутренний аудитор
Кайрулла Анаргуль	Главный внутренний аудитор
Курмашева Асель	Главный внутренний аудитор
Скакова Камшат	Главный внутренний аудитор
Тимербаева-Датт Асия	Главный внутренний аудитор
Шаяхметова Акмарал	Главный внутренний аудитор
Айдарбекова Салтанат	Главный внутренний аудитор
Ермухаметов Толеген	Старший внутренний аудитор
Кирилишина Галина	Главный внутренний аудитор
Кошатаев Аязбек	Главный внутренний аудитор
Тагашбаев Арман	Главный внутренний аудитор
Туякбаева Салтанат	Главный внутренний аудитор
Мергенова Гульшат	Внутренний аудитор
Мусурғалиева Кымбат	Внутренний аудитор

Вознаграждение руководства

В соответствии с уставом Компании, вознаграждение членов Совета директоров определяется единственным акционером, а вознаграждение Председателя Правления, членов Правления и Службы внутреннего аудита определяется Советом директоров.

За года, закончившиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г., общий размер вознаграждения ключевых руководителей Компании составил 2 155 млн. тенге и 2 240 млн. тенге, соответственно. Оплата труда основного управленческого персонала состоит из заработной платы и премии по результатам хозяйственной деятельности.

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, Президента и Службы внутреннего аудита по отношению к Компании и их частными интересами или иными обязанностями не существует.

УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Уставный капитал

Формирование первоначального уставного капитала Компании на общую сумму 47 874 млн. тенге, начатое в феврале 2002 г., было завершено при передаче Компании 14 561 629 простых акций «Казахойл» номинальной стоимостью 1 000 тенге за акцию и 333 119 985 простых акций ЗАО «НК Транспорт нефти и газа» номинальной стоимостью 100 тенге за акцию. 7 августа 2002 г. Компания зарегистрировала свой уставный капитал в размере 48 874 млн. тенге, состоящий из 95 747 255 простых акций номинальной стоимостью 500 тенге за акцию.

В 2004, 2005 и 2006 г.г. уставный капитал Компании увеличивался несколько раз в результате выпуска новых акций Правительству в обмен на денежные вклады, которые частично были скомпенсированы за счет сумм определенных платежей, причитавшихся Правительству, и затрат, понесенных Правительством в связи с передачей Компании акций некоторых государственных предприятий. 28 января 2006 г. принадлежащие государству акции Компании были переданы в пользу «Самрук-Казына». На дату выпуска настоящего Базового проспекта «Самрук-Казына» является единственным акционером Компании и, в свою очередь, находится в полной государственной собственности. После недавнего увеличения уставного капитала Компании, вступившего в силу с 16 декабря 2009 г., уставный капитал Компании на дату выпуска настоящего Базового проспекта состоял из 320 141 249 простых акций номинальной стоимостью 500 тенге за акцию, из которых 319 294 976 простых акций являются акциями, выпущенными в обращение.

АО «Самрук-Казына»

АО «Самрук-Казына» на 100% принадлежит государству и является национальной холдинговой компанией по управлению практически всеми государственными предприятиями. АО «Самрук-Казына» было учреждено в 2008 г. в соответствии с Указом Президента № 669 от 13 октября 2008 г. и Постановлением Правительства № 962 от 17 октября 2008 г. путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «Фонд устойчивого развития «Казына». «Самрук-Казына» – акционерное общество, держателем акций которого является Комитет государственного имущества и приватизации Министерства финансов от имени Республики Казахстан. В конце 2008 г. 100% акций Компании были переданы АО «Самрук-Казына».

Главная задача АО «Самрук-Казына» -- управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лица на мировых рынках.

Руководство деятельностью АО «Самрук-Казына» осуществляется согласно общим принципам корпоративного управления, которые применяются ко всем акционерным обществам в Республике Казахстан. Соответственно, структура корпоративного управления АО «Самрук-Казына» следующая: Правительство как единственный акционер представляет собой высший руководящий орган, совет директоров представляет собой орган управления, а правление представляет собой исполнительный орган.

Члены совета директоров АО «Самрук-Казына» назначаются Правительством. Среди его членов, помимо прочих: Министр экономики и бюджетного планирования, Министр финансов, Министр энергетики и минеральных ресурсов, Министр индустрии и торговли, независимые директора и председатель Правления АО «Самрук-Казына». Более того, председателем совета директоров является Премьер-министр Республики Казахстан.

Юридический адрес АО «Самрук-Казына»: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай батыра 23, тел.: +7 7172 790 486.

Взаимоотношения между Компанией и ее основными дочерними организациями

Ниже приведена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным

между Компанией и ее основными дочерними организациями.

Договор о взаимоотношениях

Договор о взаимоотношениях, регулирующий степень контроля со стороны Компании над руководством РД КМГ, был заключен между Компанией и РД КМГ 8 сентября 2006 г. Основные цели Договора 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 акционерных обществах» 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 Договору 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.

Договор 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 (и (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.

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. Сервисное соглашение регулируется Правилами С-К, что означает, что РД КМГ ежегодно проводит конкурс по закупке услуг по Сервисному соглашению. Таким образом, Сервисное соглашение перезаключается ежегодно, если РД КМГ принимает решение о том, что заключение Сервисного соглашения выгодно для РД КМГ. РД КМГ получило от Компании письменную гарантию того, что она продолжит

принимать участие в любых таких ежегодных конкурсах по закупке услуг по Сервисному соглашению, до 2016 г. Сервисное соглашение в последний раз было перезаключено 22 апреля 2009 г.

По Сервисному соглашению:

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:

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;

в связи с приобретением или владением любым Существующим наземным нефтяным активом или Новым наземным нефтяным активом (каждое из понятий определено ниже), как это требуется для выполнения ее обязательств по Сервисному соглашению;

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

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 контрольной доли участия в любом праве недропользования в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или любых нелицензированных разведочных площадях, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, МЭМР или Компанией (далее – **Новый наземный нефтяной интерес**), то Компания по запросу РД КМГ представит в МЭМР 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.71 Закона о недрах, см. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования»*) 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 (учрежденным в РК или за ее пределами), которому принадлежит (полностью или частично) такое право недропользования или актив (кроме Нового наземного нефтяного интереса) (далее – **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:

КТО продолжит предоставлять Компании транспортные мощности, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО (см. раздел *«Отношения между членами Группы – Транспортный договор КТО»*), и РД КМГ будет предоставлять объемы сырой нефти для транспортировки и осуществлять платежи, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО;

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

КТО предоставит РД КМГ дополнительные оставшиеся мощности для транспортировки нефти (или новые транспортные маршруты) на коммерческих условиях по принципу «бери или плати».

Компания приложит все разумные усилия, в рамках прав акционера со стороны Казахстана по Соглашению акционеров КТК (см. разделы *«Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*), чтобы обеспечить следующее:

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;

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

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 8,0 млрд. тенге в год. 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 Договором о взаимоотношениях (см. раздел *«Договор о взаимоотношениях»*).

Отношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании

Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании время от времени заключают друг с другом сделки. Ниже представлена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, кроме заключенных в ходе обычной хозяйственной деятельности.

Договора поставки на Атырауский НПЗ

Будучи собственником Атырауского НПЗ, ТД КМГ в соответствии с Правилами С-К обязан проводить ежегодный конкурс на поставку сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ. В соответствии с Договором о взаимоотношениях, РД КМГ обязалось принимать участие в ежегодных конкурсах по закупке сырой нефти до 2015 г.

РД КМГ и Компания договорились, что такое участие РД КМГ будет осуществляться на следующих условиях:

РД КМГ обязано поставлять не менее 1,9 млн. т сырой нефти в год в рамках любых конкурсов по закупкам сырой нефти Атырауского НПЗ с 1 января 2006 г. по 31 декабря 2010 г.; и

Цена любой сырой нефти, поставляемой РД КМГ, должна быть равна себестоимости такой сырой нефти плюс 3%-ая маржа, при этом себестоимость нефти рассчитывается как стоимость добычи 1 тонны сырой нефти для РД КМГ плюс транспортные расходы, понесенные РД КМГ, где:

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

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.

Агентское соглашение ТД КМГ

В соответствии с Правилами С-К, Агентское соглашение между РД КМГ и ТД КМГ подлежит ежегодному перезаключению. Существует намерение, что основные положения Агентского соглашения будут оставаться неизменными из года в год. Действующее Агентское соглашение на 2010 г. было подписано в декабре 2009г., вступило в силу 1 января 2010 г. со сроком действия до 31 декабря 2010 г. По Агентскому соглашению РД КМГ в течение 1 месяца с даты получения запроса ТД КМГ обязано предоставить ТД КМГ плановые годовые объемы экспортных продаж сырой нефти через ТД КМГ, одобренные МЭМР. РД КМГ обязан также представлять ТД КМГ одобренные МЭМР квартальные и месячные графики поставок нефти на экспорт, с указанием требований по транспортировке и погрузке. Месячные графики должны предоставляться за 7 дней до начала соответствующего месяца. ТД КМГ от имени РД КМГ должен предлагать сырую нефть, проданную ему РД КМГ, на рынке по наилучшей цене и привлекать как можно больше предложений. Подробные данные каждого такого предложения должны направляться РД КМГ по установленной форме в течение 10 дней с момента получения ТД КМГ. Каждый договор купли-продажи, подписанный ТД КМГ от имени РД КМГ, должен содержать определенные положения (в том числе по оплате: путем открытия аккредитива либо 100% предоплата или оплата в течение 30 дней с момента доставки).

Подписанный оригинал договора должен предоставляться в РД КМГ в течение 10 рабочих дней с момента подписания.

Агентское соглашение требует, чтобы каждый договор купли-продажи предусматривал, что право собственности на сырую нефть переходит от РД КМГ не ранее момента полной оплаты цены покупки. В качестве встречного удовлетворения за агентские услуги, оказанные ТД КМГ, РД КМГ должен оплачивать ТД КМГ комиссионное вознаграждение в размере 75 тенге (+НДС) за 1 тонну сырой нефти, проданной на экспорт ТД КМГ. Эта сумма должна оплачиваться ежемесячно по получению РД КМГ счета ТД КМГ и подлежит пересмотру каждые 6 месяцев. РД КМГ также отвечает за оплату расходов ТД КМГ, понесенных при выполнении его агентских функций по Агентскому соглашению.

Транспортный договор КТО

В соответствии с договором между РД КМГ и КТО от 10 сентября 2004 г. с изменениями по состоянию на 26 апреля 2006 г. (далее – **Транспортный договор КТО**), КТО осуществляет транспортировку нефти, добытой РД КМГ, на экспорт и на внутренний рынок по своей магистральной трубопроводной системе. Срок действия Транспортного договора КТО истекает в 2013 г. Обязательные минимальные объемы, предусмотренные Транспортным договором КТО для транспортировки по трубопроводу УАС, рассчитаны на последующие годы, 4 842 тыс. т в 2010 г., 4 695 тыс. т в 2011 г. и 4 020 тыс. т в 2012 г. Транспортный договор КТО не устанавливает никаких минимальных лимитов транспортировки по другим трубопроводам КТО.

РД КМГ обязан предоставлять КТО годовые, квартальные и месячные графики (одобренные МЭМР) плановых объемов сырой нефти для транспортировки по трубопроводной системе КТО. В течение 10 дней после получения годового или квартального графика и в течение 3 дней после получения месячного графика, КТО должен представлять РД КМГ уведомление с указанием маршрутов транспортировки сырой нефти и объемов транспортировки по каждому маршруту. РД КМГ осуществляет оплату за транспортировку сырой нефти КТО на основе веса брутто перевезенной сырой нефти по тарифам, одобренным МЭМР.

Отношения 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 оффшорных счетах.

Учредительный договор

Учредительный договор о создании ТШО был заключен 2 апреля 1993 г. (последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 г.) между Компанией, «Chevron Overseas», «LukArco» 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; (е) 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 процентов долевого участия в Компании или таком казахстанском юридическом лице, и (ii) данное положение не применяется к «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», «LUKOIL» или «Atlantic Richfield Company»; или (f) по истечении 6 месяцев после слияния или изменения контроля «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», «LUKOIL» 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», «LUKOIL» 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 (а) заседаний Совета партнерства или (b) заседаний участников с целью решения вопросов, отнесенных к их компетенции согласно законодательству. Совет партнерства состоит из 8 членов: 3 членов назначаются «Chevron Overseas», 2 – Правительством (в случае отсутствия такого назначения – Компанией); 2 – «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и 1 – «Lukoil». 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:

- заккрытие, 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 частью 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 компания «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 нарушающими 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.

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 неаффилированного 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 г. (последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 г.) между Правительством, Компанией, «Chevron Overseas», «СТОPI», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «LukArco» (далее – **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 г. 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 г., 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», ОАО «Компания «ЛУКОЙЛ» и «Atlantic Richfield Company» (в настоящее время – дочернее предприятие «ВР»). 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 «СТОPI» в отношении платежей от ТШО и Государства, и к «Chevron Overseas», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «LUKARCO» в отношении их долей участия в ТШО, и иным образом связанных с Тенгизским проектом, фиксируются, как указано ниже до 6 апреля 2033 г.

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 (b) 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, (b) начисленных налогов, которые не были

применимы к ТШО на момент образования (далее – **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 г.), 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.

Отношения с некоторыми связанными сторонами

Компания также заключает сделки со связанными сторонами, помимо описанных выше. См. Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2009 г. Компания определяет сделки со связанными сторонами как сделки между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании и:

ключевым руководящим персоналом Компании;

предприятиями, в которых значительная часть голосующих прав прямо или косвенно принадлежит основным руководителям Компании; и (или)

предприятиями АО «Самрук-Казына» и иными лицами, контролируруемыми Правительством.

Сделки со связанными сторонами заключаются на условиях, согласованных между сторонами, которые необязательно основаны на рыночных ставках, за исключением определенных регулируемых услуг, оказываемых по тарифам, применимым в отношении связанных сторон и третьих лиц.

В таблице ниже указаны общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами в 2009 и 2008г.г., и балансы по ним по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008г.г., соответственно:

Связанная сторона	Год	Продажа связанным сторонам	Покупка у связанных сторон (млн. тенге)	Причисляется от связанных сторон	Причисляется связанным сторонам
Предприятия АО «Самрук-Казына» ⁽¹⁾ ...	2009	8 597,7	19 141,4	3 783,3	652,7
	2008	6 320	20 392	9 427	573
Прочие предприятия, контролируемые государством ...	2009	1 106,9	12 651,6	786,0	423,0
	2008	828	9 290	-	7 275
Ассоциированные организации	2009	9 158	291	-	1 205
	2008	14 768	405	457	3 280
Другие связанные стороны...	2009	-	4 315,0	8 028,2	-
	2008	-	-	-	16 099
Совместные предприятия, соучредителем которых является Компания...	2009	23 719,5	78 717,5	29 233,8	40 749,7
	2008	3 890	49 462	7 980	5 988

Примечание:

- (1) Включает в основном сделки Компании с АО «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и другими предприятиями.

Сделки с АО «Самрук-Казына» и другими лицами, контролируемые государством, в основном представлены сделками Компании с АО «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и другими компаниями.

Действующее казахстанское законодательство, включая Закон «Об АО», а также внутренний регламент АО «Самрук-Казына» требуют, чтобы сделки со связанными сторонами заключались на рыночных условиях. Более того, контролируемые государством компании, включая АО «Самрук-Казына», подпадают под действие Правил С-К, которыми предусмотрено, что компании, входящие в группу АО «Самрук-Казына», должны проводить публичный конкурс по любым закупкам товаров или услуг, сумма контракта по которым превышает 1 000 месячных расчетных показателей (МРП устанавливается ежегодно Законом «О бюджете»); это направлено на обеспечение заключения сделок компаниями, входящими в группу АО «Самрук-Казына», на рыночных условиях.

После учреждения АО «Самрук-Казына», АО «Народный Банк Казахстана» считается связанной стороной по отношению к Компании, поскольку контролируется представителями высшего руководства Компании и АО «Самрук-Казына». Со 2 февраля 2009 г. Правительство, в лице АО «Самрук-Казына», также стало держателем контрольного пакета акций в АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк», получив 76,0% и 78,0% от общего количества акций в этих банках, соответственно, в результате чего Компания также рассматривает АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» как связанные стороны для целей финансового учета и отчетности. На 31 декабря 2009 г. у Компании имелся размещенный капитал в указанных трех банках, включая денежные средства на общую сумму 288,2 млрд. тенге, краткосрочные депозиты на общую сумму 257,1 млрд. тенге и долгосрочные депозиты на общую сумму 17,8 млрд. тенге.

ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА

Ниже представлена форма Окончательных условий выпуска, которая будет заполняться по каждому Траншу Облигаций, выпускаемых в рамках Программы.

Окончательные условия выпуска от [●]

«KAZMUNAIGAZ FINANCE SUB B.V.»

Выпуск [указать номинальную стоимость Транша] [название Облигаций]

Гарантированы АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

в рамках

Программы выпуска гарантированного долгового обязательства на сумму [●] долларов США

ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях Базового проспекта от ● 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [●]¹, которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС) (далее – Директива о проспектах выпуска ЦБ). Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ЦБ, и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом [с учетом дополнений]. Полная информация об Эмитенте, Гаранте и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базового проспекта [с учетом дополнений]. [Базовый проспект [и дополнительный Базовый Проспект] [доступен] [доступны] для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [●] [и] [указать вебсайт], а копии можно получить по адресу [●].]²

[Нижеследующие альтернативные положения применяются, если первый транш выпуска, подлежащего увеличению, выпущен в рамках Базового проспекта, датированного более ранней датой.]

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях (далее – Условия) Базового проспекта от [●] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [●]¹. Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС), (далее – Директива о проспектах выпуска ЦБ), и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом от [●] 2010 г [и дополнительным Базовым проспектом от [●]¹, которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ, за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от [●] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [●] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация об Эмитенте, Гаранте и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от [●]2010 г и [текущая дата] [и дополнительных Базовых проспектов от [●] и [●]. [Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [●] [и] [указать вебсайт], а копии можно получить по адресу [●].]²

¹ Включает только подробные данные дополнительного Базового проспекта, в котором условия изменены в целях всех будущих выпусков в рамках Программы.

² Статья 14.2 Директивы о проспектах выпуска ЦБ предусматривает, что Базовый проспект считается доступным для публичного ознакомления, если, среди прочего, предоставлен (i) бесплатно в печатной форме на территории рынка, к

[Нижеследующие альтернативные положения применяются, если Облигации выпускаются в соответствии с Правилom 144А.]

УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОБЛИГАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А, НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА (ДАЛЕЕ – ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ) ИЛИ В ЛЮБОМ ОРГАНЕ, РЕГУЛИРУЮЩЕМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ЛЮБОГО ШТАТА ИЛИ ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗДЕЛА 2(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, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А.

ИНВЕСТИРОВАНИЕ В ОБЛИГАЦИИ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ РИСКА, СМ. РАЗДЕЛ БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА, ОЗАГЛАВЛЕННЫЙ «ФАКТОРЫ РИСКА».

[Включите все нижеследующие пункты, в том числе те, которые будут помечены как «Неприменимо» (N/A). Обратите внимание, что нумерация должны соответствовать приведенной ниже, даже если отдельные пункты или подпункты помечены «Неприменимо». Курсивом выделены рекомендации по заполнению Окончательных условий.]

1. (i) Эмитент: «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.»
(ii) Гарант: АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»
2. (i) Серия, номер: [●]
(ii) Номер транша:
(Если однородные с существующей Серией, данные по этой Серии, включая дату, в которую Облигации станут однородными). [●]
3. Установленная(ые) валюта(ы): [●]
4. Совокупная номинальная [●]

торгам на котором допускаются ценные бумаги; ИЛИ (ii) по юридическому адресу Эмитента и в помещениях Платежных агентов; ИЛИ (iii) в электронной форме на вебсайте Эмитента. Статья 16 Директивы о проспектах выпуска ЦБ предусматривает, что аналогичные требования должны применяться к дополнительным Базовым проспектам.

- стоимость Облигаций,
допущенных к торгам:
- (i) Серия: [●]
- (ii) Транш: [●]
5. Цена выпуска: [●] процентов Совокупной номинальной стоимости [плюс начисленный процент с [указать дату] (если применимо)]
6. (i) Установленное достоинство: [●]
- (ii) Расчетная сумма: [●]
- [Облигации (включая Облигации, деноминированные в фунтах стерлинга), поступления от выпуска которых принимаются эмитентом в Великобритании, или выпуск которых в противном случае противоречит Разделу 19 Закона Великобритании о финансовых услугах и рынках и срок погашения которых составляет менее одного года, должны иметь минимальную стоимость погашения 100 000 £ (или эквивалент в других валютах).]
7. (i) Дата выпуска: [●]
- (ii) Дата начала начисления вознаграждения: [●]
8. Срок погашения: [указать дату или (по Облигациям с плавающей ставкой) Дату оплаты вознаграждения, выпадающую на соответствующий месяц или год или ближайшую к соответствующему месяцу или году]
9. Вид вознаграждения: [[●]% фиксированная ставка]
- [указать контрольную ставку] +/- [●]% Плавающая ставка
- [Нулевой купон]
- [Индексированное вознаграждение][Прочее (указать)]
(дополнительные данные указаны ниже)
10. Вид погашения / оплаты: [Погашение по номиналу]
- [Индексированное вознаграждение]
- [Двойная валюта]
- [Частичная оплата]
- [Частями]
- [Прочее (указать)]
11. Изменение вида вознаграждения или погашения/оплаты: [Указать подробные данные любого положения по конвертируемости Облигаций в другой вид вознаграждения или погашения/оплаты]
12. Опционы пут/колл: [«Пут» Держателя облигаций]
- [«Колл» Эмитента]
- [(дополнительные данные указаны ниже)]
13. (i) Статус Облигаций: Приоритетный
- (ii) Статус Гарантии: Приоритетный

(iii) [Дата одобрения [Советом директоров] выпуска Облигаций и полученной Гарантии: [●] [и [●], соответственно]]
(*N.B. Применимо, только если в отношении конкретного транша Облигаций или соответствующей Гарантии требуется разрешение Совета директоров (или аналогичного органа)*)

14. Метод распределения: [Синдицированный / не синдицированный]

ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ (В СЛУЧАЕ НАЛИЧИЯ)³

15. Положения по Облигациям с фиксированной ставкой [Применимо / неприменимо]
(*Если неприменимо, удалить остальные подпункты настоящего пункта*)
- (i) Ставка[(и)] вознаграждения: [●] процентов в год [подлежит оплате [раз в год / полугодие / квартал / месяц] после окончания периода]
- (ii) Дата(ы) оплаты вознаграждения: [●] в каждый год [корректируется в соответствии с [указать Метод определения рабочих дней и любой применимый Деловой(ые) центр(ы) для определения термина «Рабочий день»]/не корректируется]
- (iii) Сумма[(ы)] фиксированного купона: [●] Расчетной суммы
- (iv) Неполная сумма(ы): [●] Расчетной суммы, подлежащей оплате в Дату оплаты вознаграждения, которая приходится [на] [●]
- (v) Дробное исчисление дней (Условие 19): [30/360 / факт. /факт. ([ICMA]/ISDA)/ прочее]
(*Дробное исчисление дней должно осуществляться на основе факт. /факт. ICMA по всем выпускам с фиксированной ставкой, кроме выпусков, деноминированных в долларах США, за исключением случаев, когда требуется иное*)
- (vi) Дата(ы) определения вознаграждения (Условие 19): [●] каждого года
(*Указать регулярные даты выплаты вознаграждения, не указывая дату выпуска или окончательного погашения в случае длинного или короткого первого или последнего купона. N.B. применимо только в случае, если Дробное исчисление дней составляет факт. / факт. ([ICMA]))*)
- (vii) Прочие условия, связанные с методом расчета вознаграждения по Облигациям с фиксированной ставкой: [неприменимо / указать подробную информацию]
16. Положения по Облигациям с плавающей ставкой [применимо / неприменимо]
(*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
- (i) Период(ы) начисления [●]

³ В случае, если Сумма окончательного погашения меньше чем 100% от номинальной стоимости, то Облигации будут являться производными ценными бумагами согласно Директиве о проспектах выпуска ЦБ, при этом применяются требования Приложения XII к Положению к Директиве о проспектах выпуска ЦБ.

вознаграждения

- (ii) Указанные даты выплаты вознаграждения: [•]
- (iii) Первая дата выплаты вознаграждения: [•]
- (iv) Метод определения рабочих дней: [Метод определения рабочих дней по бумагам с плавающей ставкой / Метод определения по правилу «следующий рабочий день» / Метод определения измененных последующих рабочих дней / Метод определения по правилу «предшествующий рабочий день» / прочее (*указать подробную информацию*)]
- (v) Деловой(ые) центр(ы) (Условие 19): [•]
- (vi) Способ, которым определяется Ставка(и) вознаграждения: [*Определение установленной ставки / Определение по ISDA / прочее (указать подробную информацию)*]
- (vii) Дата(ы) периодов начисления вознаграждения: [неприменимо / *указать даты*]
- (viii) Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) вознаграждения и Сумма(Сумм) вознаграждения (если это не Расчетный агент): [•]
- (ix) Определение установленной ставки (Условие 5(b)(iii)(B)):
- Соответствующее время: [•]
- Определение вознаграждения: [[•] *ПЛАНОВОЕ КОЛ-ВО 2 Рабочих дней в [указать город] для [указать валюту] до [первого дня каждого Периода начисления вознаграждения / каждой Даты выплаты вознаграждения]*][•]
- Первичный источник для плавающей ставки: [*указать «страницу» или «справочные банки»*]
- справочные банки (если являются первичным источником): [*указать четыре*]
- Страница (если является первичным источником): [страница]

- Соответствующий финансовый центр: *[финансовый центр, наиболее тесно связанный с Ориентиром, указать если не Лондон]*
 - Ориентир: *[LIBOR, LIBID, LIMEAN, EURIBOR или иной ориентир]*
 - Представленная сумма: *[указать, если котировки страницы или Справочных банков предоставляются в отношении сделки на указанную условную сумму]*
 - Дата вступления в силу: *[указать, если полученные котировки вступают в силу не с начала Периода начисления вознаграждения]*
 - Установленный срок действия: *[указать срок действия котировки, если он не идентичен Периоду начисления вознаграждения]*
 - Соответствующая контрольная страница: *[●]*
 - (x) Определение по ISDA (Условие 5(b)(iii)(A)):
 - Опцион плавающей ставки: *[●]*
 - Установленный срок окончательного погашения: *[●]*
 - Дата изменения ставки: *[●]*
 - Определения ISDA (если отличаются от указанных в Условиях): *[●]*
 - (xi) Маржа(и): *[+ /] [●] процентов в год*
 - (xii) Минимальная ставка вознаграждения: *[●] процентов в год*
 - (xiii) Максимальная ставка вознаграждения: *[●] процентов в год*
 - (xiv) Дробное исчисление дней (Условие 19): *[●]*
 - (xv) Повышающий коэффициент ставки *[●]*
 - (xvi) Резервные положения, положения по округлению, деноминатор и любые иные условия, связанные с методом расчета вознаграждения по Облигациям с плавающей ставкой, если отличаются от указанных в Условиях: *[●]*
17. Положения по Облигациям с нулевым купоном *[применимо / неприменимо]*
(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)
- (i) [Амортизированный / начисленный] процентный доход: *[●] процентов в год*

- (ii) Справочная цена: [•]
- (iii) Дробное исчисление дней (Условие 19): [•]
- (iv) Любая другая формула / основа для определения причитающейся суммы: [•]
18. Положения по Облигациям с индексированной ставкой [применимо / неприменимо]
(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)
- (i) Индекс / Формула: [указать или приложить подробную информацию]
- (ii) Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) и Суммы (сумм) вознаграждения (если не [Агент]): [•]
- (iii) Положения по определению Купона, если рассчитан посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную: [•]
- (iv) Дата(ы) определения вознаграждения: [•]
- (v) Положения по определению Купона, если расчет посредством ссылки на Индекс и/или Формулу невозможен, неосуществим или существуют иные препятствия : [•]
- (vi) Период(ы) начисления вознаграждения или расчета: [•]
- (vii) Установленные даты выплаты вознаграждения: [•]
- (viii) Метод определения рабочих дней: [Метод определения рабочих дней по бумагам с плавающей ставкой / Метод определения по правилу «следующий рабочий день» / Метод определения измененных последующих рабочих дней / Метод определения по правилу «предшествующий рабочий день» / прочее (указать подробную информацию)]
- (ix) Деловой(ые) центр(ы): [•]
- (x) Минимальная ставка / сумма вознаграждения: [•] процентов в год
- (xi) Максимальная ставка / сумма вознаграждения: [•] процентов в год
- (xii) Дробное исчисление дней (Условие 19): [•]

19. Положения по Двухвалютным облигациям [применимо / неприменимо]
(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)
- (i) Курс обмена / метод расчета курса обмена: [указать подробную информацию]
- (ii) Сторона (при наличии), отвечающая за расчет причитающейся основной суммы и/или вознаграждения (если не [Агент]): [•]
- (iii) Положения, применяемые если расчет посредством ссылки на Курс обмена невозможен или неосуществим: [•]
- (iv) Лицо, по усмотрению которого Установленная(ые) валюта(ы) подлежит выплате: [•]
- (v) Дробное исчисление дней (Условие 19): [•]

ПОЛОЖЕНИЯ О ПОГАШЕНИИ

20. Опцион кол [применимо / неприменимо]
(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)
- (i) Альтернативная(ые) дата(ы) погашения: [•]
- (ii) Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации и метод, в случае наличия, расчета такой суммы (сумм): [•] в расчете на Облигацию [•] указанного достоинства
- (iii) Если подлежит частичному погашению: [•]
- (a) Минимальная сумма погашения: [•]
- (b) Максимальная сумма погашения: [•]
- (iv) Описание любого другого опциона Эмитента: [•]
- (iv) Дата(ы) осуществления опциона: [•]
- (v) Описание любого другого опциона Эмитента: [•]

- (vi) Период уведомления⁴ [●]
21. Опцион пут [применимо / неприменимо]
(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)
- (i) Альтернативная(ые) дата(ы) погашения: [●]
- (ii) Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации и метод, в случае наличия, расчета такой суммы (сумм): [●] на Расчетную сумму
- (iii) Дата(ы) осуществления опциона: [●]
- (iv) Описание любого другого опциона Эмитента: [●]
- (v) Период уведомления⁴: [●]
22. Сумма окончательного погашения по каждой облигации⁵ [●] на Расчетную сумму
- В случае, если Сумма окончательного погашения увязана с Индексом или иной переменной:
- (i) Индекс / Формула / переменная: [указать или приложить подробную информацию]
- (ii) Сторона, отвечающая за расчет Суммы окончательного погашения (если не [Агент]): [●]
- (iii) Положения по определению Суммы окончательного погашения, если рассчитана посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную: [●]
- (iv) Дата(ы) определения вознаграждения: [●]
- (v) Положения по определению Суммы окончательного

⁴ Если установлены периоды уведомления, отличающиеся от указанных в условиях выпуска, Эмитенту рекомендуется рассмотреть возможность распространения информации через посредников, например, клиринговые системы и кастодианов, а также любые другие требования по уведомлению, которые могут применяться, например, между Эмитентом и Трестовым управляющим.

⁵ Если Сумма окончательного погашения менее 100% номинальной стоимости, Облигации считаются производными ценными бумагами в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ, и применяются требования Приложения XII к Директиве о проспектах выпуска ЦБ.

погашения, если расчет посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную невозможен, неосуществим или существует иное препятствие:

(vi) Дата оплаты: [•]

(vii) Минимальная Сумма окончательного погашения: [•] на Расчетную сумму

(viii) Максимальная Сумма окончательного погашения: [•] на Расчетную сумму

23. Сумма досрочного погашения

(i) Сумма(ы) досрочного погашения на Расчетную сумму, подлежащая оплате при погашении в налоговых целях (Условие 6(c)) или в случае неисполнения обязательств (Условие 10) и/или метод ее расчета (если требуется, или если отличается от указанного в Условиях): [•]

(ii) Погашение в налоговых целях, [да/нет] разрешенное в любой день кроме Дат выплаты вознаграждения (Условие 6(c)):

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ОБЛИГАЦИЯМ

24. Форма облигаций: [указать сумму выпуска Облигаций по Положению S/ Правилу 144A]
Глобальные облигации, подлежащие обмену на Окончательные облигации в ограниченных случаях, указанных в Глобальной облигации
25. Финансовый центр(ы) (Условие 7) или иные специальные положения по Датам оплаты: [неприменимо / указать подробную информацию. Этот пункт относится к дате и месту оплаты, а не к датам окончания периодов начисления вознаграждения, к которым относятся пункты [15(ii)], [16(iv)] и [18(ix)]]
26. Талоны будущих Купонов или Расписок, прилагаемых к Окончательным облигациям (и даты, в которые наступает срок погашения таких Талонов): [да/нет. Если да, указать подробную информацию]

27. Подробные данные по Частично оплаченным облигациям: сумма каждого платежа, составляющего Сумму выпуска, срок каждого платежа и последствия (в случае наличия) неоплаты, в т.ч. любое право Эмитента на удержание Облигаций и вознаграждения в случае несвоевременной оплаты: [неприменимо / указать подробную информацию]
28. Подробные данные по Облигациям, погашаемым частями
- (i) Сумма(ы) взноса: [●]
 - (ii) Дата(ы) оплаты взноса: [●]
 - (iii) Минимальная сумма взноса: [●]
 - (iv) Максимальная сумма взноса: [●]
29. Положения о повторном определении деноминации, номинала и методов определения: [неприменимо / применяются положения [Условия •]]
30. Положения о консолидации: [неприменимо / применяются положения [Условия •]]
31. Прочие окончательные условия: [неприменимо / указать подробную информацию]

(При добавлении любых других окончательных условий, необходимо учитывать, составляют ли такие условия «существенный новый фактор», что приведет к необходимости дополнения Базового проспекта в соответствии со ст.16 Директивы о проспектах выпуска ЦБ.)

РАЗМЕЩЕНИЕ

32. (i) Если выпуск синдицирован, названия Менеджеров: [неприменимо / указать названия] (включить названия и адреса лиц, согласных подписаться на выпуск на основании твердого обязательства, а также названия и адреса лиц, согласных разместить выпуск без твердого обязательства или по принципу «максимальных усилий», если такие лица не являются Менеджерами.)
- (ii) Дата Соглашения о подписке: [●]
 - (iii) Стабилизационный менеджер(ы) (в случае наличия): [неприменимо / указать название]
33. Если выпуск не синдицирован, название Дилера: [неприменимо / указать название]
34. Ограничения на продажу в США [категория соблюдения Положения S; TEFRA C/ TEFRA D/ TEFRA неприменимо]
35. Дополнительные ограничения по продаже: [неприменимо / указать подробную информацию]

[ЗАЯВЛЕНИЕ НА ЛИСТИНГ И ДОПУСК К ТОРГАМ]

Настоящие Окончательные условия представляют собой окончательные условия, необходимые для выпуска и допуска к торгам на [Лондонской/иной фондовой бирже] Облигаций, описанных в настоящем документе, в соответствии с Программой выпуска гарантированного долгового обязательства Эмитента на сумму [●] долларов США, гарантированной АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Эмитент и Гарант принимают на себя ответственность за достоверность информации, содержащейся в настоящих Окончательных условиях, [[*соответствующая информация о третьих лицах*] получена из [*указать источник*]. И Эмитент, и Гарант подтверждают, что такая информация воспроизведена точно, и, насколько известно каждому из них и насколько каждый из них может утверждать на основании информации, опубликованной в [*указать источник*], не упущены никакие факты, упущение которых могло бы привести к неточности или ошибочности воспроизведенной информации.]

От имени Эмитента:

Подпись:
Имеющий надлежащие полномочия

От имени Гаранта:

Подпись:
Имеющий надлежащие полномочия

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

ЧАСТЬ Б – ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. ЛИСТИНГ

- (i) Листинг: Лондон / прочее (*указать*) / отсутствует
- (ii) Допуск к торгам: [Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к торгам на [*указать соответствующий организованный рынок*] с [•].] [Ожидается, что Эмитентом (или от его имени) будет подана заявка на допуск Облигаций к торгам на [*указать соответствующий организованный рынок*] с [•].] [неприменимо.]
Облигации уже допущены к торгам.)
- (iii) Смета общих затрат, связанных с допуском к торгам: [•]

2. РЕЙТИНГИ

- Рейтинги: Выпускаемые Облигации получили следующий рейтинг:
- [S & P: [•]]
- [Moody's: [•]]
- [Fitch: [•]]
- [[прочее]: [•]]
- (В данном пункте должна раскрываться информация по рейтингам, присвоенным всем Облигациям выпускаемого типа по Программе или конкретному выпуску Облигаций, в случае наличия.)*

3. [УВЕДОМЛЕНИЕ

[*указать название уполномоченного органа государства-члена ЕЭЗ*] [получил запрос на предоставление / предоставил – *указать первый вариант для выпуска, одновременного с формированием или обновлением Программы, или второй вариант для последующих выпусков*] [*указать уполномоченные органы государства размещения*] свидетельство об одобрении, подтверждающее, что Базовый проспект составлен в соответствии с Директивой о проспектах выпуска ЦБ.]

4. [ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В [ВЫПУСКЕ / РАЗМЕЩЕНИИ]

Необходимо включить описание любых интересов, включая конфликт интересов, существенных для выпуска/размещения, с подробным описанием участвующих лиц и характера интересов. Данное требование можно выполнить посредством включения следующего предложения:

«За исключением рассмотренного в разделе [«Подписка и продажа»], насколько известно Эмитенту и Гаранту, ни одно лицо, участвующее в размещении Облигаций, не имеет интересов, существенных для размещения.»]

[5. ОСНОВАНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЧИСТЫЕ ПОСТУПЛЕНИЯ И ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ]

- [(i) Основания размещения: [•]
(См. текст раздела [«Использование поступлений»] Базового проспекта – Если основания размещения отличаются от получения прибыли и/или хеджирования определенных рисков, их необходимо включить в настоящий пункт.)]
- [(ii)]Предполагаемые чистые поступления: [•]
(Если поступления предназначены более чем для одной цели, их необходимо разделить и представить в порядке приоритетности. Если поступления недостаточны для финансирования всех предлагаемых целей, указать суммы и источники дополнительного финансирования.)
- [(iii)]Предполагаемые общие затраты: [•] [включить разбивку затрат]
*(Если Облигации являются производными ценными бумагами, к которым применяется Приложение XII к Директиве о проспектах выпуска ЦБ, необходимо только раскрыть чистые поступления и общие затраты в п.п. (ii) и (iii) выше там, где требуется раскрытие по п. (i) выше.)]**
- 6. [Только для Облигаций с фиксированной ставкой – ДОХОДНОСТЬ**
- Указание доходность: [•]
 Доходность рассчитывается на Дату выпуска на основании Цены выпуска. Доходность не является указанием на будущую доходность.]
- 7. [Только для Облигаций, увязанных с Индексом или иной переменной –ПОВЕДЕНИЕ ИНДЕКСА / ФОРМУЛЫ / ДРУГОЙ ПЕРЕМЕННОЙ И ПРОЧАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО БАЗОВОМУ ПОКАЗАТЕЛЮ. Необходимо подробно указать, где можно получить данные по прошлому и будущему поведению и изменениям индекса / формулы / другой переменной. Если базовым показателем является индекс, необходимо указать название индекса, если индекс разработан Эмитентом – его описание, если же не разработан Эмитентом, то указать, где можно получить информацию по данному индексу. Если базовым показателем является не индекс, необходимо указать эквивалентную информацию.]**
- 8. [Только для двухвалютных облигаций – ПОВЕДЕНИЕ КУРСА(ОВ) ОБМЕНА**
Необходимо подробно указать, где можно получить данные по прошлому и будущему поведению и изменениям соответствующего(их) курса(ов) обмена.]
- 9. ОПЕРАЦИОННАЯ ИНФОРМАЦИЯ**
- Код ISIN (облигации Пол.S): [•]
 Код ISIN (облигации Пр.144А): [•]
 Общий код (облигации Пол.S): [•]
 Общий код (облигации Пр.144А): [•]
 Номер CUSIP облигаций Пр.144А: [•]

Любая клиринговая(ые) система(ы), [неприменимо / указать название(я) и номер(а)]
помимо Euroclear Bank S.A./N.V. и
Clearstream Banking Société
Анониме или ЦД США и
соответствующий(ие)
идентификационный(ые) номер(а):

Доставка: Доставка [против оплаты / без оплаты]

Наименования и адреса
дополнительного Платежного(ых)
агента(ов) (в случае наличия): [•]

УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

Ниже приводятся Условия выпуска Облигаций, распространяющиеся на каждую Глобальную облигацию и на каждую Облигацию на предъявителя, в последнем случае – только с разрешения соответствующей фондовой биржи, или иного компетентного органа (если применимо), а также по согласованию с Эмитентом и соответствующим Дилером (-ами) на момент эмиссии, а при отсутствии необходимых разрешений и согласований, такая Облигация на предъявителя индоссируется или к ней прилагаются такие Условия. Применимые Заключительные условия в отношении любого Транша Облигаций могут содержать другие условия, которые, если подобное специально оговорено или если они не совпадают с нижеприведенными Условиями, заменяют полностью или частично нижеприведенные Условия, для целей указанных Облигаций. Применимые Заключительные условия (или соответствующие положения таких Заключительных условий) индоссируются или прилагаются к каждой Глобальной облигации и Облигации на предъявителя. При этом, обязательно делается ссылка на «Краткие положения в отношении Облигаций, выпускаемых в глобальной форме» для описания содержания Заключительных условий, где указывается, какие из условий применимы к отдельным видам Облигаций.

Настоящая Облигация – это одна из облигаций должным образом утвержденной эмиссии (далее – **Облигации**) «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.» (далее – **Эмитент**) в рамках Программы эмиссии среднесрочных облигаций (далее – **Программа**) объемом 7,55 млрд. долларов США, осуществляемой Эмитентом и АО Национальной Компанией «КазМунайГаз» (далее – **Гарант**), и безусловно и безотзывно гарантируемой Гарантом, в соответствии с гарантией (далее – **Гарантия**), которая содержится в Договоре о доверительном управлении (как определено ниже).

Облигации предусмотрены Договором о доверительном управлении заключенным 18 июня 2008 года (с изменениями и дополнениями, внесенными в соответствии с дополнительным договором о доверительном управлении от 8 июля 2009 года и дополнительным договором о доверительном управлении от 15 апреля 2010 года (с учетом последующих изменений и дополнений на дату эмиссии Облигаций) (далее – **Дата эмиссии Облигаций**) (далее – **Договор о доверительном управлении**) между Эмитентом, Гарантом и компанией «Citicorp Trustee Company Limited» («**Доверительный управляющий**») – далее этот термин будет означать всех Лиц, являющихся на тот момент доверительным управляющим или доверительными управляющими по Договору о доверительном управлении), 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 о доверительном управлении, содержащий формы Облигаций, о которых упоминается ниже.

Агентское соглашение от 18 июня 2008 года с изменениями и дополнениями, внесенными в соответствии с дополнительным агентским соглашением от 8 июля 2009 года и дополнительным агентским соглашением от 15 апреля 2010 года (с изменениями и дополнениями на Дату эмиссии, далее – **Агентское соглашение**), было заключено в отношении Облигаций между Эмитентом, Гарантом, Доверительным управляющим, «Citibank N.A.» (Лондон), в качестве агента по расчетам (далее – **Агент по расчетам**), основным платежным агентом (далее – **Основной платежный агент** или **Платежный агент**) и Трансфертным агентом (далее – **Трансфертный агент**), компанией «Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co. KGaA», в качестве регистратора (далее – **Регистратор**), а также «Citibank N.A.» (Лондон) (в качестве агента по расчетам, далее – **Агент по расчетам**, а также в качестве Трансфертного агента, далее – **Трансфертный агент**). Копии Договора о доверительном управлении, Агентского соглашения и любых Заключительных 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 Трансфертных агентов.

Держатели Облигаций наделены правами, связаны обязательствами и считаются осведомленными о положениях Договора о доверительном управлении, а также считаются осведомленными о применимых к ним положениях Агентского соглашения.

Все последующие ссылки на данные Условия к «Облигациям» – это ссылки на Облигации, являющиеся предметом соответствующих Заключительных 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 Заключительных условиях.

Для целей настоящих Условия, «**Транш**» означает Облигации, которые идентичны во всех отношениях, кроме Даты эмиссии, Даты передачи доли, а также суммы первой выплаты вознаграждения.

Форма, деноминация и право собственности

Выпускаемые Облигации имеют зарегистрированную форму и Установленную деноминацию, указанную в соответствующих Заключительных условиях, или кратны таковой, и выпускаются без процентных купонов, при условии, что (1) Установленная деноминация не может быть меньше 50 000 Евро или эквивалента этой суммы в других валютах, (2) это касается (а) Облигаций, которые не приняты к продаже на регулируемом рынке в пределах Европейской Экономической Территории или публичному предложению в одной из Стран-членов Европейской Экономической Территории в обстоятельствах, когда требуется публикация проспекта, в соответствии с Директивой о проспекте эмиссии и (б) Облигаций со сроком менее 365 дней может применяться меньшая Установленная деноминация, как более подробно описано в Части А соответствующих Заключительных условий, и (3) вознаграждение от Облигаций, предусмотренное Правилom 144А, не может начисляться на суммы менее 100 000 долларов США, или эквивалентные суммы в других валютах.

Настоящая Облигация может быть Облигацией с фиксированной ставкой, Облигацией с плавающей ставкой, Облигацией с нулевым купоном, Облигацией с индексированной ставкой вознаграждения, Индексированной облигацией, выпущенной взамен досрочно погашенной, Облигацией с погашением в рассрочку, Облигацией с двойной валютой, Частично оплаченной облигацией, или комбинацией любых из вышеперечисленных облигаций или Облигацией иного вида, в зависимости от Вознаграждения и Условия Погашения/Выплаты, как указано в соответствующих Заключительных условиях.

Право собственности на Облигации передается путем внесения регистрационной записи в реестре о том, что Эмитент зарегистрирован в Регистрационном бюро в соответствии с положениями Агентского соглашения (далее – **Реестр**). Если иное не будет предписано судом соответствующей юрисдикции или законом, держатель (как определено ниже) любой Облигации считается и рассматривается как ее абсолютный владелец для любых целей, независимо от того, является ли она просроченной, и независимо от каких-либо уведомлений о владении, доверительном управлении или доли в такой Облигации, любых надписей на ней или ее кражи или утери, и никакое Лицо не несет ответственности за подобное отношение к держателю.

Для целей настоящих Условия, «**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 Заключительных условиях, при этом отсутствие такого значения означает, что такой термин не применим к Облигациям.

Передача Облигаций

Передача Облигаций: Одна или более Облигаций утвержденной деноминации, предусмотренной Заключительными условиями, могут быть переданы полностью или частично, при условии передачи указанных в Заключительных условиях

минимальных сумм, после передачи (осуществленной в установленном офисе Регистратора или любого Трансфертного 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 Гарантом, после предварительного письменного согласования с Регистратором и Доверительным управляющим. Копия действующих правил предоставляется Регистратором любому Держателю Облигаций по соответствующему запросу.

Применение Опционов или Частичного погашения в отношении Облигаций: В случае применения опционов Эмитента, Гаранта 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 Трансфертных 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.

Вручение новых Облигаций: Каждая новая Облигация выпускаемая в соответствии с Условиями 2 (а) или (b) может быть вручена в течение пяти рабочих дней со дня получения формы передачи или Уведомления об исполнении (как определено в Условии 6 (f)), и передачи Облигации для обмена. Вручение новой Облигации (-ций) осуществляется в определенном офисе Трансфертного 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 Трансфертному агенту расходы на такой альтернативный способ передачи и/или указанную им сумму страховки. В настоящем Условии (с), «**рабочий день**» означает любой день, кроме субботы или воскресенья, который является рабочим днем для банков, расположенных в месте, где находится указанный офис соответствующего Трансфертного агента или Регистратора (в зависимости от ситуации).

Бесплатная передача: Передача уведомлений о регистрации, передаче, использовании опциона или частичного погашения, осуществляется без какой-либо оплаты лично или от имени Эмитента, Регистратора или Трансфертных 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 Трансфертный агент).

Закрытые периоды: Ни один из Держателей Облигаций не вправе потребовать передачи Облигаций Облигации, подлежащей регистрации (1i) в течение 15 дней, до даты погашения или выплаты какой-либо Суммы взноса или Суммы вознаграждения в отношении такой Облигации, (2ii) в течение 15 дней до любой даты, в которую Эмитент, по своему усмотрению, может потребовать погашения Облигаций, в соответствии с Условием 6(e), или (3iii) после любого требования о погашении Облигаций.

Ограничения передачи: Если, в любое время, Эмитент определит, что любой бенефициарный владелец Облигаций, или любой счет, на который такой владелец приобретал Облигации, должный являться квалифицированным институциональным покупателем (QIB) или квалифицированным лицом (QP), на самом деле не является QIB или QP, Эмитент может (1) потребовать от такого бенефициарного владельца продажи его Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца, лицу, которое не является гражданином США, и осуществляет покупку посредством оффшорной трансакции, согласно Правилу S, или лицу, являющемуся QIB и также QP, или иным образом квалифицированным для покупки таких Облигаций, посредством трансакции, 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 Эмитенту или его аффилированной компании по цене равной сумме меньшей чем (x) покупная цена, выплаченная бенефициарным владельцем за такие Облигации, (y) 100 процентов основной суммы такой цены и (z) справедливая рыночная цена. Эмитент вправе отказаться от передачи доли по Правилу 144A Глобальной облигации или по Правилу 144A Облигаций на предъявителя лицу, являющемуся гражданином США, не обладающему статусом QIB и QP.

Гарантия и статус

Статус Облигаций: Облигации составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4) необеспеченные обязательства Эмитента, 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 Эмитента, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

Статус Гарантии: Гарант, в Договоре о доверительном управлении, безусловно и безотзывно гарантировал должную и своевременную выплату всех сумм, время от времени причитающихся к выплате Эмитентом в отношении Облигаций и Договора о доверительном управлении (далее – **Гарантия**). Обязательства Гаранта по Гарантии составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4) необеспеченные обязательства Гаранта 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 Гаранта, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

Отказ от залога и основные обязательства

До тех пор, пока какая-либо сумма остается неуплаченной по Облигациям:

Отказ от залога: Гарант не должен сам и не должен разрешать какому-либо Существенному дочернему предприятию создавать, подвергать, допускать или позволять существовать каким-либо Правам удержания, помимо Разрешенных прав удержания, на любые из его или их активов, которыми он владеет в настоящий момент или приобретает впоследствии, или любые доход или прибыль от них, обеспечивающие любую Задолженность, если только, одновременно или до этого, Облигации не были обеспечены равно и соразмерно такой Задолженности или не имели выгоды от другого урегулирования, которое может быть утверждено Чрезвычайной резолюцией (как определено в Договоре о доверительном управлении) Держателей облигаций или как Доверительный управляющий, по своему единоличному усмотрению, сочтет не менее материально выгодным в интересах Держателей облигаций.

Ограничение по выплатам дивидендов

Гарант 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 непрямым акционерам:

в любое время, когда существует Случай невыполнения обязательств (как определено в Условии 10 или какое-либо событие, которое по прошествии времени или при предоставлении уведомления, или и то и другое, составит Случай невыполнения обязательств); или

в любое время, когда никакого такого Случая невыполнения обязательств или случая не существует, в совокупной сумме превышая 50 % Консолидированной чистой прибыли Гаранта за период, в отношении которой дивиденд или иное распределение или выплаты производятся; *при условии, что* в целях этого Условия 4(b)(i), Консолидированная чистая прибыль должна исключать любые прибыли или убытки от Чистых поступлений наличных денег от продажи всех или главным образом всех активов или имущества или любого бизнеса или подразделения, или Акционерного капитала, соответственно любого Существенного дочернего предприятия или Миноритарной компании.

Вышеупомянутое ограничение не должно применяться к выплате (i) любых дивидендов в отношении любой Привилегированной акции Гаранта, которая может время от времени выпускаться Гарантом, и (ii) любых дивидендов в отношении любого Акционерного капитала Гаранта, составленного из Чистых поступлений наличных денег от главным образом параллельной продажи или путем выпуска Акционерного капитала Гаранта (не Дисквалифицированного акционерного капитала и не Акционерного капитала, выпущенного или проданного Дочерней компании Гаранта или план владения акциями служащими, или фонду, созданному Гарантом или любой из его Дочерних компаний на благо их служащих) или главным образом параллельного основного вклада наличными, полученного Гарантом от его акционеров.

Гарант не позволит какому-либо 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 такие дивиденды или распределения не

производятся на основе, которая приводит к тому, что Гарант или Существенное дочернее предприятие получают дивиденды или иные распределения большей стоимости, чем те, которые были бы получены на пропорциональной основе.

Ограничение по продажам активов и дочернего капитала

Гарант не будет сам и не позволит какому-либо Существенному дочернему предприятию консуммировать какое-либо Распоряжение активами, если только:

Гарант или такое Существенное дочернее предприятие не получают денежное вознаграждение на момент такого Распоряжения активами, по меньшей мере равное Справедливой рыночной стоимости (включая в отношении стоимости всего не денежного вознаграждения) акций и активов, подвергающихся такому Распоряжению активами; и

исключительно в отношении Распоряжения активами, акциями, Акционерным капиталом Существенного дочернего предприятия, после приведения в исполнение любого такого Распоряжения активами, Гарант будет продолжать «владеть на праве собственности» (согласно тому, как такой термин определен в Правиле 13(d)(3) и Правиле 13(d)(5) Акта об обмене), прямо или косвенно, по меньшей мере, Ограниченным процентом акций Акционерного капитала такого Существенного дочернего предприятия.

Ограничение по задолженности

Гарант не будет сам и не позволит какому-либо Существенному дочернему предприятию принимать, прямо или косвенно, какое-либо долговое обязательство; *однако при условии, что* Гарант и Существенные дочерние предприятия будут иметь право принимать долговое обязательство, если:

после осуществления такого Принятия обязательств и употребления дохода от него, формально, никакого Дефолта или Случая невыполнения обязательств не произойдет или не будет продолжаться; и

соотношение Консолидированной чистой задолженности Гаранта на любую дату определения, после осуществления такого Принятия обязательств и употребления дохода от него, формально, и совокупной суммы Консолидированной прибыли Гаранта до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА) за самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(е) (или до предоставления первой консолидированной финансовой отчетности после Даты выпуска согласно Условию 4(е)(i) или 4(е)(ii), Консолидированная прибыль Гаранта до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕБИТДА) за шесть месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2007, помноженная на два, не превышает 3.5 к 1.

В целях расчета соотношения, описанного в этом Условии 4(d)(i), приобретения, которые были сделаны Гарантом или любым Существенным дочерним предприятием, включая посредством слияний или объединений и включая любые связанные финансовые транзакции (включая, без ограничений, любое приобретение, вызывающее необходимость сделать такой расчет в результате

принятия обязательства или признания задолженности) в течение (а) самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(е) или (b) после таких полугодовых финансовых периодов и на или до даты, когда соотношение рассчитывается, будет дан формальный эффект, как если бы они произошли в первый день периода измерения, используемого в расчете Консолидированной прибыли Гаранта до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕВITDA); *однако при условии, что* (i) любая такая формальная ЕВITDA в отношении приобретения может включена в расчет Консолидированной прибыли Гаранта до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (ЕВITDA), только если такая формальная ЕВITDA была выведена из финансовой отчетности такого приобретенного юридического лица или связанной с ним финансовой отчетности или включая ее, и (ii) такая финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с МСФО (IFRS), Общепринятыми принципами бухгалтерского учета США (GAAP) или другими принципами бухгалтерского учета, которые были определены Европейской комиссией как эквивалентные МСФО (IFRS) (не принимая во внимание какие-либо модификации к таким принципам, которые могут потребоваться после даты такой финансовой отчетности в связи с или согласно такому определению).

Условие 4(d)(i) не запрещает принятия какого-либо из следующих элементов Задолженности:

рефинансирование (включая последующее рефинансирование) Задолженности Гаранта или любого Существенного дочернего предприятия, непогашенной на Дату выпуска (включая Облигации, выпущенные на Дату выпуска) или разрешенной быть понесенной по Условию 4 (d) (i) выше; *при условии, что* совокупная сумма основного долга, таким образом, не становится больше, чем расходы, понесенные Гарантом или его Существенными дочерними предприятиями в связи с таким рефинансированием плюс сумма любой премии, которая должна быть выплачена в связи с таким рефинансированием;

межфирменный долг (i) между Гарантом и любым Существенным дочерним предприятием и (ii) между любым Существенным дочерним предприятием и другим Существенным дочерним предприятием; *однако при условии, что* любой последующий выпуск или передача любого Акционерного капитала, которая приводит к тому, что любое такое Существенное дочернее предприятие прекращает быть Существенным дочерним предприятием или любое последующее распоряжение, залог или передача такой Задолженности (кроме как Гаранту или Существенному дочернему предприятию) нужно рассматривать, в каждом случае, как составляющее принятие такой Задолженности лицом, принявшим на себя обязательство; и

Задолженность, возникающая из соглашений о процентной ставке или соглашений о валютном хеджировании в пользу Гаранта или любого Существенного дочернего предприятия; *при условии, что* такие соглашения о процентной ставке не превышают совокупную сумму основного долга по соответствующей Задолженности, а такие соглашения о валютном хеджировании не увеличивают обязательства Гаранта или любого Существенного дочернего предприятия, кроме как

в результате колебаний в процентной ставке или обменных курсах иностранной валюты или по причине выплат, возмещений и компенсации, подлежащих оплате в силу этого.

Финансовая информация

Гарант 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 независимой финансовой отчетности Гаранта и консолидированной финансовой отчетности за такой финансовый год, в каждом случае проверенной Аудиторами и подготовленной в соответствии с МСФО (IFRS), последовательно применяемыми к соответствующей финансовой отчетности за предшествующий период.

Гарант должен, как только они станут доступными, но в любом случае в течение (x) 120 дней после окончания полугодия, заканчивающегося 30 июня 2008, и (y) 90 дней после окончания каждого первого полугодия каждого из его финансовых годов, предоставлять Доверительному управляющему независимую финансовую отчетность Гаранта и консолидированную финансовую отчетность за такой период.

Гарант настоящим обязуется предоставлять Доверительному управляющему, без ненужной задержки, такую дополнительную информацию относительно финансового положения или бизнеса Гаранта, любого Существенного дочернего предприятия или любой Миноритарной компании, которую Доверительный управляющий может обоснованно затребовать, включая предоставление сертификата согласно Договору о доверительном управлении.

Гарант должен убедиться, что каждый комплект независимой финансовой отчетности и консолидированной финансовой отчетности, предоставляемый им согласно этому Условию 4(e):

подготовлен в целом на той же основе, которая использовалась при подготовке его Первичной финансовой отчетности (включая в отношении представления предшествующих периодов) и в соответствии с МСФО (IFRS) и последовательно применяемых;

в случае отчетности, предусмотренной согласно Условию 4(e)(i), в сопровождении отчета Аудиторов, упоминаемых в Условии 4(e)(i) (включая заключения таких Аудиторов с сопроводительными замечаниями и приложениями); и

в случае отчетности, предусмотренной согласно Условию 4(e)(i) и 4(e)(ii), заверенной лицом Гаранта, имеющим право подписи, с указанием того, что информация относительно Группы, включенная в финансовую отчетность согласно Условию 4(e)(vi), дает достоверный и беспристрастный обзор консолидированного финансового состояния Группы на конец периода, к которому относится эта консолидированная финансовая отчетность, и результатов операций Группы в течение такого периода.

Гарант обязуется предоставлять Доверительному управляющему такую информацию, которую Регулируемый рынок Лондонской фондовой биржи («Фондовая биржа») (или любая другая или дальнейшая фондовая биржа или фондовые биржи или любой соответствующий орган власти или органы

власти, в которых Облигации могут, время от времени, котироваться или допускаться к торговле) может потребовать как необходимую в связи с листингом или допуском таких инструментов к торговле на такой фондовой бирже или в соответствующем органе власти.

Полугодовая и годовая финансовая информация, которая должна предоставляться в соответствии с Условиями 4 (e)(i) и 4 (e)(ii), будет подготовлена на основе бухгалтерских принципов, совместимых с теми, которые сформировали основу Первичной финансовой отчетности в отношении Группы, в каждом случае на и за периоды, охватываемые соответствующей финансовой информацией, на лицевой стороне финансовой отчетности или в сносках к ней.

Ограничения по дивидендам от Существенных дочерних предприятий

Гарант должен обеспечивать, чтобы никакое из Существенных дочерних предприятий не создавало, допускало или иным образом разрешало существовать или вступать в силу какому-либо обременению или ограничению способности таких Существенных дочерних предприятий:

выплачивать дивиденды или производить любые другие платежи или распределение на или в отношении своих акций;

производить платежи в отношении любой Задолженности перед Гарантом или любым другим Существенным дочерним предприятием; или

предоставлять займы или авансы Гаранту или любому другому Существенному дочернему предприятию или гарантировать задолженность Гаранта или любого другого Существенного дочернего предприятия.

Положения Условия 4(f)(i) не будут запрещать:

исключительно в отношении Условия 4(f)(i)(A), какое-либо обременение или ограничение в соответствии с соглашением относительно принятия Задолженности; *однако при условии, что* любое такое обременение или ограничение должно быть лимитировано так, чтобы выплата дивидендов или иных платежей или распределений в любой период в сумме до 50% Консолидированной чистой прибыли за такой период была разрешена;

любое обременение или 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 Проспекте эмиссии;

любое обременение или 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;

любое обременение или ограничение в соответствии с соглашением, ведущим к рефинансированию Задолженности, понесенной в соответствии с соглашением, упоминаемым в Условии 4(f)(ii)(B) выше или Условии 4(f)(ii)(C) выше или Условии 4(f)(ii)(E) ниже или содержащимся в какой-либо поправке, модификации, повторном утверждении, возобновлении, расширении, дополнении, рефинансировании или замене соглашения, упоминаемого в Условии 4(f)(ii)(B) выше или Условии 4(f)(ii)(C) выше или Условии 4(f)(ii)(E) 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; и

любое обременение или ограничение, которое является результатом применимого закона или положений.

Обеспечение разрешений

Существенных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или велело или способствовало выполнению всех действий, необходимых, по мнению Гаранта или соответствующего Существенного дочернего предприятия, для гарантирования продолжения своего корпоративного существования, своего бизнеса и/или операций; и

Гарант должен сам и должен обеспечить, чтобы каждое из Существенных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или велело или способствовало выполнению всех действий, необходимых для гарантирования продолжения всех согласий, лицензий, одобрений и разрешений, и осуществляло или велело осуществлять все регистрации, записи и внесения в реестры, которые могут время от времени требоваться к получению или осуществлению в какой-либо соответствующей юрисдикции для оформления, передачи или исполнения Облигации и Соглашений или для их юридической действительности или обеспеченности правовой санкцией.

Слияния и консолидации

Гарант не будет, прямо или косвенно, в единственной сделке или ряде связанных сделок, вступать в какую-либо реорганизацию (посредством слияния компаний, присоединения, разделения, отделения или преобразования согласно тому, как эти термины толкуются применимым законодательством или иным образом), участвовать в каком-либо ином типе корпоративной реконструкции, если, или продавать, арендовать, передавать или иначе распоряжаться всеми или по существу всеми активами Гаранта или Гаранта и Существенных дочерних предприятий (взятыми в целом) (в каждом случае «**реорганизации**») если:

Гарант будет выжившим или продолжающим существование Лицом;

незамедлительно до и незамедлительно после придания силы такой сделке и возникновению какой-либо Задолженности, которая будет понесена в связи с этим, и использование любых чистых поступлений от них, на *формальной* основе, никакого Случая невыполнения обязательств не должно произойти и продолжаться; и

во время периода, начинающегося при объявлении или (в отсутствие такого объявления) осуществлении любой такой реорганизации и заканчивающегося после осуществления такой реорганизации, никакого События неблагоприятного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое из каких-либо Событий неблагоприятного рейтинга произошло в течение этих шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, Эмитент должен соблюдать положения Условия 6 (d).

Гарант должен обеспечить, что никакое Существенное дочернее предприятие не вступает в какую-либо реорганизацию, если:

такое Существенное дочернее предприятие будет оставшимся или продолжающим существование Лицом;

незамедлительно до и незамедлительно после придания силы такой сделке и возникновению какой-либо Задолженности, которая будет понесена в связи с этим, и использование любых чистых поступлений от них, на *формальной* основе, никакого Случая невыполнения обязательств не должно произойти и продолжаться; и

во время периода, начинающегося при объявлении или (в отсутствие такого объявления) осуществлении любой такой реорганизации и заканчивающегося после осуществления такой реорганизации, никакого События неблагоприятного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое из каких-либо Событий неблагоприятного рейтинга произошло в течение шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, Эмитент должен соблюдать положения Условия 6 (d).

Гарант обеспечит, чтобы ни одно Существенное дочернее предприятие не предприняло реорганизации, за исключением следующих случаев:

Гарант будет выжившим или продолжающим существование Лицом;

незамедлительно до и незамедлительно после придания силы такой сделке и возникновению какой-либо Задолженности, которая будет понесена в связи с этим, и использование любых чистых поступлений от них, на *формальной* основе, никакого Случая невыполнения обязательств не должно произойти и продолжаться; и

во время периода, начинающегося при объявлении или (в отсутствие такого объявления) осуществлении любой такой реорганизации и заканчивающегося после осуществления такой реорганизации, никакого События неблагоприятного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое из каких-либо Событий

неблагополучного рейтинга произошло в течение этих шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, Эмитент должен соблюдать положения Условия 6 (d).

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, Акционерный капитал которых составляет все или по существу все имущество и активы Гаранта, будет считаться передачей всего или по существу всего имущества и активов Гаранта.

Несмотря на вышесказанное, любое Существенное дочернее предприятие может осуществить консолидацию, слияние или передачу прав, передачу или аренду, в одной сделке или ряде сделок, всех или существенно всех его активов Гаранту или другому Дочернему предприятию Гаранта (которое после такой сделки будет считаться Существенным дочерним предприятием в целях этого).

Сделки с Аффилированными лицами

Гарант не будет сам и должен обеспечить, что ни одно из Существенных дочерних предприятий, прямо или косвенно, не заключает или позволяет существовать какой-либо сделке или ряду сделок (включая, без ограничений, покупку, продажу, передачу, переуступку, аренду, передачу прав или обмен какого-либо имущества или оказание каких-либо услуг) с или в пользу какого-либо Аффилированного лица («Сделка с Аффилированным лицом») включая, без ограничений, межфирменные займы, распоряжения или приобретения, если только условия такой Сделки с Аффилированным лицом не являются не менее выгодными для Гаранта или такого Существенного дочернего предприятия, в зависимости от обстоятельств, чем те, которых можно было добиться (на момент такой сделки, или, если такая сделка осуществляется в соответствии с письменным соглашением, на момент исполнения соглашения, предусматривающего сделку) в сопоставимой сделке, между независимыми друг от друга сторонами, с Лицом, не являющимся Аффилированным лицом Гаранта или такого Существенного дочернего предприятия.

Это Данное Условие 4(i) не должно применяться к (i) компенсации или вознаграждениям работникам в отношении любого должностного лица или директора Гаранта или любого из его Дочерних предприятий, возникающих в результате их трудового договора, (ii) Сделкам с Аффилированным лицом в соответствии с соглашениями или договоренностями, заключенными до Даты выпуска, условия которых были раскрыты в Проспекте эмиссии, (iii) любой продаже собственного капитала Гаранта, (iv) сделкам между Гарантом и Существенным дочерним предприятием, сделкам между Гарантом и/или Существенным дочерним предприятием и Дочерним предприятием или сделкам между Существенными дочерними предприятиями, и (v) Сделкам с Аффилированным лицом, в которых совокупная сумма не должна превышать U.S.\$100 миллионов в любом одном календарном году.

Оплата налогов и других требований

Гарант должен сам и должен обеспечить, что Существенные дочерние предприятия будут оплачивать или погашать или велеть оплачивать или погашать, до того как они станут просрочены, все налоги, отчисления и правительственные сборы, взимаемые или налагаемые на доход, прибыль или имущество Гаранта и Существенных дочерних

предприятий *при условии, что* ни Гарант, ни какое-либо Существенное дочернее предприятие не должны нарушать это Условие 4(j); если Гарант или какое-либо Существенное дочернее предприятие не оплачивают или не погашают или не требуют оплатить или погасить какой-либо налог, отчисление, издержки или требование (a) если такая сумма, применимость или действительность оспаривается добросовестно надлежащим судебным разбирательством и для которой надлежащие резервы в соответствии с МСФО (IFRS) или иные надлежащие провизии были сделаны, или (b) если неоплата или непогашение или отсутствие требования оплатить или погасить такую сумму, вместе со всеми другими неоплаченными или непогашенными налогами, отчислениями, издержками и требованиями не составят Существенные неблагоприятные последствия.

Справки должностных лиц

В течение 14 дней с даты любого запроса Доверительного управляющего, Гарант должен предоставить Доверительному управляющему письменное уведомление в форме Справки должностного лица с указанием произошел ли какой-либо Потенциальный Случай невыполнения обязательств или Случай невыполнения обязательств или иной случай, и если он произошел и продолжается, то какие действия Гарант предпринимает или предлагает предпринять в их отношении, и что Гарант выполнил свои обязательства по Договору о доверительном управлении.

Гарант одновременно с предоставлением ежегодной финансовой отчетности Гаранта, проверенной Аудиторами, в соответствии с Условием 4(e)(i) и в течение 30 дней с даты запроса от Доверительного управляющего, предоставит Доверительному управляющему Справку должностного лица с указанием того, какие компании были, на дату не ранее 20 дней до даты такой Справки, Существенными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями, в зависимости от обстоятельств.

После возникновения какого-либо вопроса или события, оговоренного в Облигации или Договоре о доверительном управлении, когда Облигации или Договор о доверительном управлении предусматривают определение того имеет ли или будет ли иметь такой вопрос или событие Существенные неблагоприятные последствия, Гарант, по требованию Доверительного управляющего, должен предоставить Доверительному управляющему Справку должностного лица с указанием имеет ли или будет ли иметь такой вопрос или событие Существенные неблагоприятные последствия, с включением такой дополнительной информации, которая может потребоваться для подтверждения такого определения. Доверительный управляющий должен иметь право полагаться на Справку должностного лица исключительно от Гаранта, с указанием имеет ли или будет ли иметь такой вопрос Существенные неблагоприятные последствия.

Изменение бизнеса

Гарант не будет сам и должен обеспечить, что никакое Существенное дочернее предприятие не будет участвовать в каком-либо бизнесе, кроме Разрешенного бизнеса.

Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты

Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения: Вознаграждение по каждой Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную сумму (или, если она частично оплачена, то на выплаченную сумму), начиная (включительно) с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (ставкам) (выраженной в процентах), равной Ставке (ставкам) вознаграждения, такое

вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения вплоть до Даты погашения.

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.

Вознаграждение по облигациям с плавающей ставкой и нотам с индексированной процентной ставкой:

Даты выплаты вознаграждения: Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения и Облигации с индексированной процентной ставкой начисляются на непогашенную номинальную сумму (или, если это частично оплаченная нота, то на выплаченную сумму), с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (выраженной в процентах), равной Ставке вознаграждение; такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения. 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.

Условие рабочего дня: Если любая дата, на которую дается ссылка в данных Условиях, определена как подлежащая корректировке в соответствии с Условием рабочего дня, которая в противном случае приходилась бы на день, который не является рабочим днем, то если указанное Условие рабочего дня является (А) Условием рабочего дня 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 (х) такая дата переносится на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, и (у) каждая последующая такая дата будет являться последним Рабочим днем месяца, в котором такая дата бы выпала, если бы она не подлежала корректировке; (В) Условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем; (С) Модифицированным условием следующего рабочего дня, 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) Условием предшествующего рабочего дня, то такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату – непосредственно предшествующий рабочий день.

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 (Международная ассоциация банков, специализирующихся на свопах) или Подсчет с выборочной ставкой, в зависимости от того, какой из них указан в Окончательных условиях.

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:

- (x) Опцион с плавающей ставкой является таким, как это определено в Окончательных условиях;
- (y) 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.

Подсчет с выборочной ставкой для Облигаций с плавающей ставкой вознаграждения

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:

- (x) Если Первичным источником для Плавающей ставки является Страница, см. 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;

- (y) если Первичным источником для определения Плавающей ставки являются Банки-ориентиры, или если применяется подпункт (х)(I) 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 Оговоренной дюрации (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, Мультипликатором ставки или Максимальной или Минимальной Ставкой вознаграждения, применимыми к предшествующему Периоду начисления вознаграждения и соответствующему Периоду начисления вознаграждения).
- (iv) *Ставка вознаграждения для Облигаций с индексированной ставкой вознаграждения:* Ставка вознаграждения в отношении Облигаций с индексированной ставкой вознаграждения будет определяться способом, указанным в Окончательных условиях, и вознаграждение будет начисляться со ссылкой на Индекс или Формулу, как указано в Окончательных условиях.

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 с даты наступления платежа Ставкой вознаграждения для любой непогашенной основной суммы такой Облигации будет являться ставка в год (в процентах), равная Доходности при погашении (как описывается в Условии 6(b)(i)).

Двухвалютные Облигации: В случае Двухвалютных нот, если ставка или сумма вознаграждения должны быть определены путем ссылки на Курс обмена или посредством метода расчета Курса обмена, то ставка или сумма вознаграждения подлежащие выплате, должны определяться в соответствии со способом, оговоренным в Окончательных условиях.

Частично оплаченные Облигации: В случае Частично оплаченных нот (отличны х от Частично оплаченных нот, которые являются Облигациями с нулевой ставкой купона), вознаграждение будет начисляться как указано выше, в отношении выплаченной номинальной суммы таких Облигаций, или иным способом, оговоренным в Окончательных условиях.

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 5 до Соответствующей даты (как определено в Условии 8).

Маржа, Максимальные/Минимальные ставки вознаграждения, Сумма частичного платежа и Сумма погашения, Мультипликаторы ставки и округление:

Если в Окончательных условиях какая-либо Маржа или Мультипликатор ставки указаны (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 5(b), путем сложения (при положительном числе) или вычитания абсолютного значения (при отрицательном числе) такой Маржи, или умножения на такой Мультипликатор ставки, при постоянном соблюдении положения, указанного в следующем пункте.

Если Максимальная или Минимальная ставка вознаграждения, Сумма частичного платежа или Сумма погашения оговорены в Окончательных условиях, то любая Ставка вознаграждения, Сумма частичного платежа или Сумма погашения подпадают под такой максимум или минимум, в зависимости от обстоятельств.

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, причитающие к выплате, должны быть округлены до ближайшей единицы такой валюты (при этом половины округляются в большую сторону), за исключением случаев использования йен, которые округляются в сторону понижения до ближайшей йены. 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 обстоятельств) такой валюты.

Расчеты: Сумма вознаграждения к выплате в отношении любой Облигации за любой период рассчитывается путем умножения произведения Ставки вознаграждения и непогашенной номинальной суммы такой Облигации на Коэффициент расчета дней, если только Сумма вознаграждения (или формула для ее расчета) не указана в отношении такого периода, в каком случае сумма вознаграждения к выплате по такой Облигации за такой период будет равна такой Сумме вознаграждения (или должна быть рассчитана в соответствии с такой формулой). В то случае, если Процентный период включает два или более Периодов начисления вознаграждения, то сумма вознаграждения к выплате в отношении такой Процентного периода представляет собой сумму сложения сумм вознаграждения к выплате по каждому из указанных Периодов начисления вознаграждения.

Определение и публикация Ставок вознаграждения, Суммы вознаграждения, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы добровольного погашения и суммы частичного погашения: В максимально короткий срок после Соответствующего времени на каждую Дату определения вознаграждения или в такое иное время на такую дату, на которую от Агента по расчетам могут потребовать рассчитать любую ставку или сумму, получить любую котировку или произвести определение или расчет, он должен будет определить такую ставку или рассчитать Суммы вознаграждения в отношении каждой Облигации определенной деноминации для соответствующего Периода начисления вознаграждения, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения или Сумму частичного платежа, получить такую котировку или произвести такое определение или расчет, в зависимости от обстоятельств, и привести Ставку вознаграждения и Суммы вознаграждения для каждого Процентного периода и соответствующую дату выплаты вознаграждения, и, если требуется, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения или сумму любого Частичного платежа, которые должны быть доведены до сведения Доверительного управляющего, Эмитента, Гаранта, 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 5(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 10, 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.

Определение или расчет, произведенные Доверительным управляющим: Если Агент по расчетам в любой момент времени и по любой причине не определит или не рассчитает Ставку вознаграждения или любую Сумму вознаграждения за любой Процентный период, или любую Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, сумму добровольного погашения, то это может быть сделано Доверительным управляющим (или Доверительный управляющий может назначить агента от своего имени для осуществления такого определения или расчета) и такое определение и расчет будут рассматриваться как осуществленные Агентом по расчетам. При этом Доверительный управляющий может применять вышеприведенные положения данного Условия, с любыми необходимыми последующими поправками, в той степени, в которой, по его мнению, это может быть сделано, во всех остальных отношениях он может осуществить указанное в таком порядке, который он считает справедливым и обоснованным при всех сложившихся обстоятельствах.

Погашение, покупка и опционы

Погашение в рассрочку и окончательное погашение

Если Облигация не погашена, не выкуплена и не аннулирована ранее, как указано в настоящем Условии 6, и соответствующая Дата взноса (одна из дат, определенных таким образом в Окончательных условиях) не перенесена по опциону Эмитента или Держателя облигаций в соответствии с Условиями 6(d), 6(e) или 6(f), каждая Облигация, предусматривающая Даты взноса и Суммы взноса, погашается частично в каждую Дату взноса в размере соответствующей Суммы взноса, указанной в Окончательных условиях. непогашенная номинальная стоимость каждой такой Облигации уменьшается на Сумму взноса (или, если Сумма взноса рассчитывается пропорционально номинальной стоимости такой Облигации, на такую пропорциональную часть) в соответствующую Дату взноса во всех целях; при этом, если выплата Суммы взноса не производится в надлежащем порядке или в такой выплате отказано по предъявлении соответствующей Квитанции, такая стоимость остается непогашенной до Соответствующей даты, относящейся к такой Сумме взноса.

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 6(d), 6(e) или 6(f), каждая Облигация подлежит окончательному погашению в Дату погашения, указанную в Окончательных условиях, в размере Суммы окончательного погашения (которая составляет номинальную стоимость такой Облигации, если в Окончательных условиях не указано иное) или, если на Облигацию распространяются условия вышеприведенного пункта (i), в размере окончательной Суммы взноса.

Досрочное погашение:

Облигации с нулевым купоном:

Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации с нулевым купоном, Сумма досрочного погашения которой не привязана к индексу и (или) формуле, равна – в случае погашения такой Облигации в соответствии с Условием 6(c) или при наступлении срока погашения такой облигации в соответствии с Условием 10 – Амортизированной номинальной сумме

(рассчитанной, как показано ниже) такой Облигации, если в Окончательных условиях не определено иное.

С учетом нижеприведенного подпункта (С), 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.

Если Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации – в случае ее погашения в соответствии с Условием 6(с) или при наступлении срока погашения в соответствии с Условием 10, – не выплачивается в установленный срок, Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации, составит Амортизированную номинальную сумму такой Облигации, как указано в подпункте (В) выше; при этом указанный подпункт имеет силу, как если бы дата, в которую наступает срок выплаты по Облигации, была Соответствующей датой. Расчет Амортизированной номинальной суммы в соответствии с настоящим подпунктом производится (в т.ч. до и после вынесения соответствующего судебного решения) до Соответствующей даты, кроме случаев, когда Соответствующая дата приходится на Дату погашения или более позднюю дату, и тогда сумма, подлежащая выплате, будет равна плановой Сумме окончательного погашения по такой Облигации на Дату погашения, включая все проценты, начисленные в соответствии с Условием 5(с).

Если такой расчет производится за период менее одного года, он должен быть произведен на основе Базы для расчета дней, приведенной в Окончательных условиях.

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 6(с) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 10, – равна Амортизированной номинальной сумме, если в Окончательных условиях не определено иное.

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 6(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 8, в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Нидерландов, 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) Эмитент не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры, или (b) (i) Гарант обязан или (при предъявлении требования по Гарантии) будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости

от того, что применимо), или производить какие-либо удержания или вычеты типов, указанных в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), из каких-либо сумм, выплачиваемых Гарантом Эмитенту, чтобы Эмитент 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) Гарант (или Эмитент, 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 Гарант были бы обязаны выплатить такие дополнительные суммы или в которую Гарант был бы обязан осуществить такие удержания или вычеты, если бы наступил срок платежа по Облигациям или было предъявлено требование по Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или в которую Гарант был бы обязан произвести платеж Эмитенту, чтобы Эмитент 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 Гаранта, 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) Гарант 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.

Погашение по опциону Держателей облигаций в связи с Изменением статуса: Если в течение периода, пока Облигация остается непогашенной, происходит Изменение статуса, 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 101% от суммы основного долга по такой Облигации, включая вознаграждение, начисленное до Даты продажи в связи с изменением статуса (см. определение ниже; не включительно) (или – в случае покупки – с добавлением суммы, равной сумме такого вознаграждения).

Такой опцион («**Опцион на продажу в связи с изменением статуса**») действует, как указано ниже.

Если происходит Изменения статуса, в течение 14 дней с Изменения статуса Эмитент должен направить извещение («**Извещение об изменении статуса**») Держателям облигаций в соответствии с Условием 16 с указанием характера Изменения статуса и процедуры исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса; при этом, если Доверительному управляющему становится известно об Изменении статуса (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.

Для исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса держатель Облигаций должен доставить в указанный офис Платежного агента в любой Рабочий день в период, начинающийся с даты Изменения статуса 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 в соответствии с настоящим Условием 6(d) («Срок продажи в связи с изменением статуса»), 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»), 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.

Эмитент по своему усмотрению погашает или покупает (или обеспечивает покупку) Облигации, являющиеся предметом Извещения об опционе на продажу в связи с изменением статуса, в дату («Дата продажи в связи с изменением статуса»), наступающую через семь дней после истечения Срока продажи в связи с изменением статуса, если такие Облигации не будут погашены, куплены или аннулированы ранее. Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направленное держателем Облигации, является безотзывным, за исключением случаев, когда до даты погашения наступает и не устранено Событие дефолта, в случае чего такой держатель может, по своему усмотрению, отозвать Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направив соответствующее извещение Эмитенту.

В контексте настоящего Условия 6(d):

«Изменение статуса» считается наступившим по факту наступления любого из нижеперечисленных событий:

завершение 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 Гаранта, прекращают владеть 100 процентами выпущенного непогашенного акционерного капитала Гаранта, наделенного правами голоса, и контролировать такой капитал (прямо или косвенно); или

Гарант перестает быть «национальной компанией» в значении, приведенном в Статье 1 Закона Республики Казахстан № 2350 «О нефти» от 28 июня 1995 г. (с изменениями и дополнениями) и Закона Республики Казахстан № 2828 «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 (с изменениями и дополнениями) («Закон о недропользовании»); или

внесение каких-либо изменений в такие законы, в результате которых Гарант перестает действовать в качестве агента Казахстана в отношении отечественных соглашений о

разделе продукции или утрачивает преимущественное право на приобретение 50 процентов долей участия и операционных прав во всех новых месторождениях углеводородов в Казахстане, предоставленное статьей 71 Закона о недропользовании; или

Негативное изменение рейтинга в течение шести месяцев, следующих за реорганизацией, произведенной Гарантом (прямо или косвенно) или Крупным дочерним предприятием в соответствии с Условием 4(h)(i) и (ii), по причине такой реорганизации.

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 опцион Эмитента (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 номинальной стоимостью не меньше Минимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях, и не больше 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 должна быть указана номинальная стоимость 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. До тех пор, пока Облигации включены в Официальный список Управления финансовых услуг и принимаются к торгам на Фондовой бирже или любой другой фондовой бирже, и до тех пор, пока действуют соответствующие требования такой фондовой биржи, Эмитент должен один раз в год, в котором было произведено частичное погашение Облигаций, организовать публикацию в ведущей тиражной газете Лондона или в другом источнике, указанном такой фондовой биржей, извещения с указанием совокупной номинальной стоимости непогашенных Облигаций и списка Облигаций, выставленных, но не предъявленных на погашение.

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 Трансфертному агенту в указанном офисе такого Регистратора или Трансфертного 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 Трансфертного 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.

Частично оплаченные Облигации: Частично оплаченные Облигации погашаются при наступлении срока погашения, досрочно или в ином порядке в соответствии с положениями настоящего Условия и положениями Окончательных условий.

Покупка: Эмитент, Гарант и любое из их дочерних Дочерних предприятий могут покупать Облигации на открытом рынке или в ином порядке по любой цене и в любое время.

Аннулирование: Все Облигации, купленные Эмитентом, Гарантом или их дочерними 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 Гаранта в отношении таких Облигаций считаются выполненными.

Выплаты

Выплата суммы основного долга и вознаграждения:

Выплата суммы основного долга (которая, в целях настоящего Условия 7(a), включает окончательные Суммы взноса, но не другие Суммы взноса) в отношении Облигаций производится по факту предъявления и сдачи соответствующих Облигаций в указанный офис любого из Трансфертных агентов или Регистратора в порядке, установленном ниже в пункте (ii).

Проценты (которые, в целях настоящего Условия 7(a), включают все Суммы взноса, кроме окончательной Суммы взноса) по Облигациям выплачиваются Лицу, внесенному в Реестр на момент завершения рабочего времени в пятнадцатый день до наступления срока выплаты вознаграждения («Дата записи»). 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 Трансфертного агента до Даты записи, выплата вознаграждения может быть произведена перечислением на банковский счет получателя платежа, открытый в соответствующей валюте.

Выплаты в соответствии с законодательством: Все выплаты осуществляются в соответствии с применимыми требованиями налогового и другого законодательства, нормативных положений и директив, но без ограничения положений Условия 8. Держатели облигаций не обязаны уплачивать комиссии или оплачивать расходы в связи с осуществлением таких выплат.

Назначение Агентов: Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и

Расчетный агент, первоначально назначенные Эмитентом и Гарантом, а также их соответствующие указанные офисы перечислены ниже. Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и Расчетный агент действуют исключительно как агенты Эмитента, Гаранта и, в определенных обстоятельствах, Доверительного управляющего и не принимают каких-либо обязательств, агентских функций или функций доверительного управления в отношении Держателей облигаций. Эмитент и Гарант сохраняют право – в любой момент с разрешения Доверительного управляющего – изменить или прекратить полномочия любого Платежного агента, Регистратора, любого Трансфертного агента или Расчетного агента (Расчетных агентов) и назначить дополнительных или других Платежных агентов или Трансфертных агентов, при условии, что в любой момент времени у Эмитента имеется: (i) Главный платежный агент, (ii) Регистратор, (iii) Трансфертный агент, (iv) Платежный агент и Трансфертный агент с офисами в городах, указанных фондовой биржей, на которой котируются Облигации, – в каждом случае утвержденный Доверительным управляющим, – и (vi) Платежный агент с указанным офисом в государстве-члене Европейского Союза, который не обязан удерживать или вычитать налоги у источника выплаты согласно Директиве Европейского Совета 2003/48/ЕС или любой другой Директиве, реализующей заключения собрания Совета министров финансов и экономики от 26-27 ноября 2000 г. Извещение о любых таких изменениях или изменении указанного офиса должно быть своевременно направлено Держателям облигаций в соответствии с Условием 16.

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 Трестовом договоре). 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 взноса, 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.

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:

(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

(если выплата осуществляется в евро) который является Рабочим днем TARGET2.

Налогообложение

Все платежи Эмитента или Гаранта или от их имени в связи с Облигациями или 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 Эмитент или Гарант (в зависимости от обстоятельств) 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:

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 Гарантом, с Республикой Казахстан помимо держания Облигаций или получения платежей в связи с Облигациями или в связи с гарантией;

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;

Платежи физическим лицам: если такое удержание осуществляется с выплат физическим лицам и должно быть осуществлено в соответствии с Директивой Совета Европы 2004/48/ЕС или другой Директивой, обеспечивающей реализацию выводов заседания Совета ECOFIN от 26-27 ноября 2000 г. о налогообложении дохода от сбережений, или каким-либо законом, обеспечивающим внедрение или соответствие указанной Директивы;

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.

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, все Частичные платежи, 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 6 с учетом изменений и дополнений; (ii) «**проценты**» («**вознаграждение**») включают все

Суммы вознаграждения или иные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с Условием 5, 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 Тростовом договоре.

Давность

Требования к Эмитенту и (или) Гаранту в связи с платежами по Облигациям становятся недействительными через 10 лет (применительно к основному долгу) и 5 лет (применительно к процентному вознаграждению) с после Соответствующей даты.

Событие дефолта

При наступлении любого из указанных событий («**Событие дефолта**») Доверительный управляющий может по своему усмотрению и должен по письменному требованию держателей не менее чем одной пятой части номинальной суммы всех непогашенных Облигаций или в соответствии со Специальной резолюцией, при условии, что он огражден от ответственности 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:

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 процентного вознаграждения или дополнительных сумм продолжается в течение пяти дней;

Нарушение других обязательств: Эмитент или Гарант не выполняют или иным образом нарушают какое-либо обязательство или соглашение по Облигациям, Гарантии или Тростовому договору (кроме нарушений, особо оговоренных в настоящем Условии 10), 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 Эмитенту или Гаранту (в зависимости от обстоятельств) Доверительным управляющим;

Перекрестное невыполнение обязательств: (i) Задолженность по Заемным средствам Эмитента, Гаранта или Крупного дочернего предприятия (а) подлежит погашению досрочно в результате невыполнения обязательств Эмитентом, Гарантом или Крупным дочерним предприятием, или (b) не погашена при наступлении срока погашения с учетом периода отсрочки, если имеется; (ii) Гарантия задолженности, предоставленная Эмитентом, Гарантом или Крупным 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 50 млн. долларов США (USD 50,000,000) (или эквивалентную сумму в иностранной валюте);

Банкротство: (i) какое-либо Лицо начало процедуры или подало заявление для назначения конкурсного управляющего или ликвидатора в связи с неплатежеспособностью, санацией, реструктуризации долга, распределением активов и пассивов, объявлением моратория на платежи и аналогичными действиями, затрагивающими Эмитента, Гаранта или Крупное 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) Эмитент, Гарант или Крупное 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 Эмитента, Гаранта или Крупного дочернего предприятия, в зависимости от обстоятельств, 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 Эмитент, Гарант или Крупное дочернее предприятие начали процедуры с целью общей реструктуризации Задолженности, что в случае Крупного дочернего предприятия (исключительно по мнению Доверительного управляющего) оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

Судебные решения: невыплата Гарантом или дочерним предприятием суммы, присужденной окончательным решением суда, превышающей 10 млн. долларов США (USD 10,000,000) (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, и, в случае если такое судебное решение покрывается страховкой, кредитором были начаты процедуры принудительного исполнения;

Соблюдение применимого законодательства: Эмитент или Гарант 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, Тростовым договором 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 негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

Недействительность и отсутствие искивой силы: (i) действительность Облигаций, Тростового договора, Гарантии или Агентского соглашения оспаривается Эмитентом или Гарантом, или Эмитент или Гарант отказываются от своих обязательств в связи с Облигациями, Тростовым договором, Гарантией или Агентским соглашением (посредством общего приостановления платежей, моратория на погашение долга или иными способами), или (ii) Эмитент или Гарант не могут законным образом выполнять свои обязательства в связи с Облигациями, Тростовым договором, Гарантией или Агентским соглашением, или (iii) обязательства Эмитента или Гаранта в связи с Облигациями, Тростовым договором, Гарантией или Агентским соглашением становятся недействительными или утрачивают искивую силу и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 10(g), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

Вмешательство со стороны правительства: (i) предприятие, активы и доходы Эмитента, Гаранта или Крупного 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 Эмитентом, Гарантом или Крупным дочерним предприятием обычного контроля над их предприятием, активами или доходами или значительной их частью, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 10(h), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций.

Собрания держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена

Собрания Держателей облигаций: В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве собраний Держателей облигаций для рассмотрения каких-либо вопросов, затрагивающих их интересы, включая утверждение Чрезвычайной

резолюции (в соответствии с определением данного термина в Договоре доверительного управления) о внесении изменений в любые из настоящих Условий или какие-либо положения Договора доверительного управления. Такое собрание может быть создано Эмитентом, Гарантом или Доверительным управляющим и созывается Доверительным управляющим по письменному требованию Держателей облигаций, владеющих не менее 10 процентами номинальной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени. Кворум любого собрания, созданного для рассмотрения Чрезвычайной резолюции, составляют два или более Лиц, владеющих или представляющих явное большинство номинальной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени, или в отношении какого-либо отсроченного собрания – два или более Лиц, являющихся или представляющих Держателей облигаций независимо от номинальной 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 отмене номинальной суммы Облигаций или какой-либо Суммы оплаты в рассрочку по Облигациям 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, об уменьшении какого-либо такого Минимума и(или) Максимума, (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) об изменении или аннулировании Гарантии, при котором необходимый кворум составляют два или более Лиц, владеющих или представляющих не менее 75 процентов, или на каком-либо отсроченном собрании – не менее 25 процентов номинальной 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).

Внесение изменений: 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 о доверительном управлении), 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, по требованию Доверительного управляющего, Держатели облигаций извещаются о таком изменении в кратчайшие сроки.

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 или Гаранта или правопреемника в отношении его деятельности или какой-либо дочерней компании Гаранта или правопреемника в отношении его деятельности вместо Эмитента или Гаранта, 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 и(или) Договор доверительного управления при условии, что такое изменение не нанесет, по собственному мнению Доверительного управляющего, существенный вред интересам Держателей облигаций.

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 никакой Держатель облигаций не вправе требовать от Эмитента или Гаранта какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий какого-либо такого осуществления функций в отношении отдельных Держателей облигаций.

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 Эмитента и(или) Гаранта, которые он может счесть необходимыми для принудительного исполнения условий Договора доверительного управления, Облигаций или Гарантии, однако он не обязан возбуждать какие-либо такие разбирательства, за исключением случаев, когда (а) возбуждение таких разбирательств предусмотрено в Чрезвычайной резолюции или необходимо в соответствии с письменным требованием Держателей облигаций, владеющих не менее одной пятой номинальной суммы непогашенных Облигаций, и (b) ему причитается возмещение и(или) ограждение от ответственности. Ни один Держатель облигаций не вправе предъявлять иск напрямую Эмитенту или Гаранту, за исключением случаев, когда Доверительный управляющий, будучи обязанным предъявить такой иск, не предъявляет такой иск в разумные сроки, и иск остается непредъявленным.

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 Эмитентом, Гарантом и любой компанией, связанной с Эмитентом или Гарантом, 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.

Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена с соответствию с применимыми законами, положениями, а также положениями фондовой биржи или иного соответствующего органа в указанном офисе Регистратора или такого иного Платёжного агента или Трансфер-агента, в зависимости от конкретного случая, который может периодически назначаться Эмитентом для этих целей, о чём 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.

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. 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.

Уведомления

Уведомления Держателям облигаций направляются авиапочтой первого класса (при отправке за рубеж) (или, в случае совместных держателей, держателю, чьё имя указано в Реестре первым) на их соответствующие адреса, указанные в Реестре, и считаются врученными на четвёртый день недели (за исключением субботы и воскресенья) с даты отправки. Кроме этого, при условии регистрации каких-либо Облигаций на фондовой бирже, такое уведомление подлежит публикации в ежедневной газете общего тиража в месте или местах, требуемых в соответствии с правилами такой 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.

Закон о договорах 1999 г. (права третьих лиц)

Ни одно Лицо не имеет право на принудительное исполнение какого-либо условия Облигаций в соответствии с Законом о договорах 1999 г. (права третьих лиц).

Применимое право, юрисдикция и арбитраж

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.

Подсудность; арбитраж: По Договору доверительного управления Эмитент и Гарант (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 него 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 соглашается не делать никаких заявлений в отношении того, что какой-либо такой суд не является приемлемым или целесообразным; (iii) назначили компанию «Jordans International Limited», находящуюся по адресу: г. Лондон, Бэдфорд Роу, 20-22, WC1R 4JJ (20-22 Bedford Row, London WC1R 4JJ) для принятия каких-либо судебных повесток от его имени в Англии; (iv) дали свое согласие на принудительное исполнение какого-либо решения; (v) в случае, если они имеют право в какой-либо юрисдикции требовать для себя или своего имущества иммунитет от иска, приведения в исполнение судебного решения, ареста имущества (независимо от того, осуществляется ли такой арест во исполнение судебного решения, до его вынесения или на иных основаниях) или иного судебного процесса, и в случаях, когда в какой-либо такой юрисдикции такой иммунитет может относиться к нему самому или к его 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 Эмитенту 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 Лондонского международного арбитражного суда в его действующей редакции и с учетом изменений, внесенных в соответствии с Договором доверительного управления.

192. Определения

В настоящих Условиях, если контекстом не требуется иное, следующие термины имеют указанные значения:

«Негативное изменение рейтинга» имеет место, если рейтинги каких-либо Ценных бумаг, имеющих рейтинг, или корпоративные рейтинги Гаранта или Крупного дочернего предприятия, присвоенные Рейтинговым агентством: (i) включены в список «credit watch» или подвергаются официальному пересмотру или аналогичной процедуре с негативными последствиями или прогнозами; или (ii) понижены или отозваны в дату включения в список «credit watch» или официального пересмотра таких рейтингов Ценных бумаг, имеющих рейтинг, или корпоративного рейтинга Гаранта;

«Аффилированные лица» какого-либо лица означает других лиц, которые прямо или косвенно контролируют их, контролируются ими или находятся с ними под общим прямым или косвенным контролем. Для целей настоящего определения «контроль» применительно к какому-либо лицу означает полномочие осуществлять руководство управлением или политикой такого лица прямо или косвенно, посредством владения голосующими ценными бумагами, по контракту или на иных основаниях; термины «контролирующий» и «контролируемый» имеют соответствующее

значение;

«**Соглашения**» означает Агентское соглашение и Тростовый договор;

«**Распоряжение активами**» означает продажу, аренду, передачу и распоряжение другими способами Гарантом или Крупным дочерним предприятием (а также серии взаимосвязанных сделок по продаже, аренде, передаче и другим способам распоряжения), в т.ч. при слиянии, консолидации или аналогичных сделках:

акциями из Акционерного капитала Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании;

прочими активами Гаранта, Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании.

Несмотря на вышеуказанное, передача активов между Гарантом и Дочерними предприятиями не считается Распоряжением активами;

«**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);

«**Аудиторы**» означает Ernst & Young LLP или, если указанная фирма не может или не желает выполнять какие-либо действия, требуемые от нее по Соглашениям – другую бухгалтерскую фирму с международной репутацией, выбранную Гарантом для данной цели и утвержденную Доверительным управляющим в письменном виде;

«**Лицо с правом подписи**» применительно к Гаранту означает какое-либо Лицо, уполномоченное в установленном порядке, в отношении которого Доверительный управляющий получил свидетельство (или свидетельства), подписанные Директором или другим Лицом с правом подписи Гаранта, с именем и образцом подписи такого Лица и подтверждением его полномочий;

«**Рабочий день**» означает:

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)

применительно к евро – день, в который работает система TARGET2 («Рабочий день TARGET2»); и (или)

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 каких-либо товарах, производимых или потребляемых Гарантом или его Крупным дочерним предприятием в рамках Разрешенной деятельности;

«Консолидированная группа» применительно к какому-либо Лицу (включая Гаранта) означает корпорацию, товарищество, совместное предприятие, ассоциацию или иной хозяйствующий субъект, существующий или созданный или приобретенный впоследствии: (а) в случае корпорации – если Гаранту и (или) его Дочерним предприятиям принадлежит в ней 50 или менее процентов всех прав голоса по Голосующим акциям, или если Гарант и (или) его Дочерние предприятия не имеют полномочий осуществлять руководство управлением или политикой такой корпорации; (b) в случае товарищества, совместного предприятия, ассоциации или иного хозяйствующего субъекта – если Гарант и (или) его Дочерние предприятия не имеют полномочий осуществлять руководство управлением или политикой такого субъекта на договорной основе, при этом (в случаях (а) и (b) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с Гарантом для целей финансовой отчетности;

«Консолидированная EBITDA Гаранта» означает консолидированную прибыль до уплаты процентов, налогов и начисления амортизации и износа (EBITDA) Гаранта и его Крупных дочерних предприятий в соответствии с МСФО, как указано в последней финансовой отчетности, представленной в соответствии с Условием 4(е) (или, до предоставления первой консолидированной финансовой отчетности после Даты эмиссии в соответствии с Условием 4(е) – Консолидированную EBITDA Гаранта за шесть месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2007 г., умноженную на два);

«Консолидированная чистая задолженность Гаранта» означает, на момент определения, Консолидированную общую задолженность Гаранта за вычетом наличных средств и Инвестиций временно свободных денежных средств Гаранта и Эмитента;

«Консолидированная стоимость общих активов Гаранта» означает, на момент определения, сумму консолидированных общих активов Гаранта и его Крупных дочерних предприятий, рассчитанную на основании последней финансовой отчетности, представленной в соответствии с Условием 4(е);

«Консолидированная общая задолженность Гаранта» означает, на момент определения, общую сумму (без дублирования) Задолженности Гаранта и его Крупных дочерних предприятий на консолидированной основе в соответствии с МСФО;

«Консолидированный подоходный налог» применительно к какому-либо Лицу означает налоги, налагаемые за какой-либо период на такое Лицо, или иные платежи, требуемые государственными органами, рассчитываемые на основе дохода или прибыли такого Лица и (или) его Крупных дочерних предприятий (при условии, что такой доход или прибыль учитывались при расчете Консолидированного чистого дохода за соответствующий период), независимо от того, должны ли такие налоги или платежи перечисляться каким-либо государственным органам;

«Консолидированные расходы на выплату процентов» применительно к какому-либо периоду означает общие расходы на выплату процентов Гаранта и его Дочерних предприятий на консолидированной основе, выплаченных или начисленных, за исключением:

расходов на выплату процентов в связи с Капитализированными обязательствами по аренде, процентной части расходов на аренду, связанной с Соответствующей задолженностью за такую аренду, определяемых как если бы такая аренда являлась капитализированной арендой в соответствии с МСФО, и процентной части любых отсроченных платежных обязательств;

амортизации расходов на скидки с задолженности и выпуск облигаций;

безналичных расходов на выплату процентов;

комиссионных, скидок и других взносов и сборов, подлежащих выплате в связи с аккредитивами

и акцептным финансированием банков;

процентов, фактически выплаченных Гарантом или его Крупными дочерними предприятиями в связи с какой-либо Гарантией задолженности или иным обязательством какого-либо Лица;

чистых расходов в связи с Обязательствами по хеджированию;

консолированных расходов на выплату процентов такого Лица и его Крупных дочерних предприятий, которые были капитализированы в соответствующий период;

всех дивидендов, выплаченных или подлежащих выплате наличными, Инвестиций временно свободных денежных средств, Задолженности или начисленных за соответствующий период на какие-либо серии Акции с ограниченными правами такого Лица или на Привилегированные акции его Крупных дочерних предприятий, подлежащих выплате какой-либо стороне кроме Гаранта или Крупных дочерних предприятий;

наличных взносов в программы предоставления акций работникам или аналогичные доверительные фонды, если такие взносы используются программами предоставления акций работникам или доверительными фондами для выплаты процентов или сборов какому-либо Лицу (кроме Гаранта), при условии, что из указанной суммы исключаются расходы на выплату процентов Мелких дочерних предприятий, если соответствующая Задолженность не Гарантирована и не оплачена Гарантом или Крупным дочерним предприятием.

Для целей вышеуказанных положений общие расходы на выплату процентов определяются после осуществления или получения чистых выплат Гарантом и его Крупными дочерними предприятиями, на консолидированной основе, по Соглашениям о процентных ставках;

«Консолированный чистый доход» применительно к какому-либо периоду означает чистый доход (убыток) (являющийся доходом (убытком) акционеров Гаранта) Гаранта и его Дочерних предприятий на консолидированной основе, определяемый в соответствии с МСФО; при этом в Консолированный чистый доход не включаются:

чистый доход (убыток) каких-либо Лиц, не являющихся Крупными дочерними предприятиями, за исключением следующего:

с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля Гаранта в чистом доходе таких Лиц за соответствующий период включается в Консолированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, фактически распределенной такими Лицами за соответствующий период в пользу Гаранта или Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного дочернего предприятия – с учетом ограничений, указанных в параграфе (ii) ниже);

доля Гаранта в чистом убытке таких Лиц за соответствующий период включается в Консолированный чистый доход, если она была покрыта из денежных средств Гаранта или Крупного дочернего предприятия;

чистый доход (но не убыток) Крупного дочернего предприятия, если на такое Крупное дочернее предприятие прямо или косвенно распространяются ограничения на выплату дивидендов или другие выплаты, прямо или косвенно осуществляемые им Гаранту, за исключением следующего:

с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля Гаранта в чистом доходе таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, которая могла быть распределена такими Крупными дочерними предприятиями за соответствующий период в пользу Гаранта или другого Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат, осуществленных или разрешенных к осуществлению прямо или косвенно в виде займов, авансовых платежей, межфирменных перечислений или иными разрешенными способами Гаранту или его Крупному дочернему предприятию (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного

дочернего предприятия – с учетом ограничений, указанных в настоящем пункте);

доля Гаранта в чистом убытке таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход;

прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения имуществом, машинами и оборудованием Гаранта и его консолидированных Крупных дочерних предприятий (в т.ч. от Сделок продажи/обратной аренды), осуществляемой не в ходе обычной деятельности, а также прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения Акционерным капиталом какого-либо Лица;

необычные прибыли и убытки;

прибыли и убытки от обмена валюты;

кумулятивный эффект изменений принципов бухгалтерского учета;

«**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 – «**Расчетный период**») означает:

если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/365**» 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);

если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/365 (фиксированно)**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 365;

если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/360**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360;

если в Окончательных условиях указано «**30/365**», «**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 Периода начисления вознаграждения;

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 Периода начисления вознаграждения;

D_1 – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30;

D_2 – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и D_1 больше 29, тогда D_2

равняется 30;

если в Окончательных условиях указано «**30E/360**» или «**По Еврооблигации**» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

Y₁ – год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

Y₂ – год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

M₁ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

M₂ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

D₁ – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда **D₁** равняется 30;

D₂ – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и **D₁** больше 29, тогда **D₂** равняется 30;

если в Окончательных условиях указано «**30E/360 (ISDA)**» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

Y₁ – год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

Y₂ – год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

M₁ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

M₂ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

D₁ – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа, (i) если такой день приходится не на последний день февраля; (ii) если такое число 31, тогда **D₁** равняется 30;

D₂ – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; (i) если такой день приходится не на последний день февраля, но не на Дату погашения; (ii) если такое число 31, тогда **D₂** равняется 30;

«**Акции с ограниченными правами**» применительно к какому-либо Лицу означает акции Акционерного капитала, которые, в соответствии с их условиями (или условиями ценных бумаг, в которые они могут быть конвертированы или на которые они могут быть обменены по выбору держателя) или при наступлении каких-либо событий:

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;

могут быть конвертированы в Задолженность или Акции с ограниченными правами или обменены на них по выбору держателя;

подлежат обязательному выкупу или должны быть приобретены при наступлении определенных событий или на иных основаниях, полностью или частично;

«**EBITDA**» за какой-либо период, применительно к какому-либо Лицу означает, без дублирования, Консолидированный чистый доход такого Лица за такой период плюс следующее (с учетом вычетов при расчете Консолидированного чистого дохода):

Консолидированные расходы на выплату процентов;

Консолидированный подоходный налог;

консолидированные расходы на амортизацию;

консолидированную амортизацию нематериальных активов;

прочие безналичные расходы, уменьшающие Чистый консолидированный доход (за исключением безналичных расходов, представляющих собой накопленные наличные расходы или резервы на них за будущий период или амортизацию предоплаченных наличных расходов за предшествующий период, не включенный в расчет), за вычетом прочих безналичных статей дохода, увеличивающего Консолидированный чистый доход (за исключением безналичных статей дохода, представляющих собой получение наличных в будущем периоде);

(i) миноритарная доля в доходе/убытке консолидированных дочерних предприятий;

в каждом случае на консолидированной основе и в соответствии с МСФО;

«**Дата вступления в силу**» применительно к 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 вступления в силу;

«**Событие дефолта**» имеет значение, указанное в Условии 10;

«**Особая резолюция**» имеет значение, указанное в Трестовом договоре;

«**Справедливая рыночная стоимость**» применительно к активам и имуществу означает цену, которую можно получить наличными при коммерческой рыночной сделке между желающим продать продавцом и желающим купить платежеспособным покупателем, на которых не оказывается давление. Справедливая рыночная стоимость добросовестно определяется Советом директоров Гаранта, суждение которых считается окончательным, или, в случае продажи Акционерного капитала Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании на сумму более 200 млн. долларов США – Независимым оценщиком в письменном виде;

«**Группа**» означает Гаранта 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.);

- (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;

«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;

«Мелкое дочернее предприятие» означает Дочернее предприятие Гаранта, не являющееся Крупным дочерним предприятием;

«Принять» означает принять, понести, гарантировать или иным образом стать ответственным; *при условии*, что Задолженность какого-либо Лица, существующая в момент, когда оно становится Крупным дочерним предприятием (в результате слияния, консолидации, приобретения или иным образом), считается Принятой таким Лицом в момент, когда оно становится Крупным дочерним предприятием. Термин «Принятие» имеет соответствующее значение. Исключительно для целей установления соответствия Условию 4(d):

амортизация скидки с задолженности или прирост номинала по беспроцентной или иной дисконтной ценной бумаге;

регулярная выплата процентного вознаграждения в форме дополнительной Задолженности по тому же инструменту или регулярная выплата дивидендов по акциям Акционерного капитала в форме дополнительных акций Акционерного капитала такого же класса и на тех же условиях;

обязательство выплатить премию в связи с Задолженностью, возникшей в связи с выпуском извещения о выкупе или обязательным предложением покупки такой Задолженности не считается Принятием Задолженности;

«Задолженность» применительно к какому-либо Лицу на дату определения (без дублирования) означает:

основную сумму и премию (если имеется) в связи с задолженностью такого Лица по заемным средствам;

основную сумму и премию (если имеется) в связи с обязательствами такого Лица, подтверждаемыми облигациями, долговыми обязательствами, нотами и аналогичными инструментами;

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);

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;

Капитализированные обязательства по аренде и всю Соответствующую задолженность такого Лица;

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);

основную часть всей Задолженности других Лиц, обеспеченную Обременением в отношении активов такого Лица, независимо от того, была ли такая Задолженность принята таким Лицом; при условии, что сумма такой Задолженности меньше (а) справедливой рыночной стоимости таких активов на дату определения и (b) суммы Задолженности таких других Лиц;

основную часть Задолженности других Лиц, Гарантированную таким Лицом;

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.

Кроме того, «Задолженность» какого-либо Лица включает Задолженность, описанную в предыдущем параграфе, которая не отражалась бы в качестве обязательства в балансе такого Лица, если:

такая Задолженность является обязательством товарищества или Совместного предприятия, которое не является Крупным дочерним предприятием;

такое Лицо или Крупное дочернее предприятие такого Лица является генеральным партнером Совместного предприятия («**Генеральный партнер**»);

имеет место взыскание в соответствии с контрактом или законодательством на имущество или активы такого Лица или его Крупного дочернего предприятия; в таком случае такая Задолженность включается в сумму, не превышающей:

либо (i) сумму чистых активов Генерального партнера, либо (ii) сумму таких обязательств, если имеет место взыскание в соответствии с контрактом или законодательством на имущество или активы такого Лица или его Крупного дочернего предприятия – в зависимости от того, какая сумма меньше; или

если она меньше суммы, определенной в соответствии с параграфом (A) выше – фактической суммы Задолженности, представляющей собой взыскание в отношении такого Лица или его Крупного дочернего предприятия, если Задолженность подтверждена в письменном виде и ее сумма поддается определению, и соответствующие расходы по выплате процентов включаются в Консолидированные расходы на выплату процентов в сумме, фактически выплаченной Гарантом или его Крупными дочерними предприятиями;

«**Задолженность по заемным средствам**» означает Задолженность какого-либо Лица в связи с (i) 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;

«**Независимый оценщик**» означает PricewaterhouseCoopers LLC, KPMG LLC, Deloitte & Touche LLP, Ernst & Young LLP или другую банковскую, бухгалтерскую или оценочную фирму, имеющую международную репутацию и выбранную компетентным органом управления Гаранта или соответствующего Крупного дочернего предприятия; *при условии*, что она не является Аффилированным лицом Гаранта или его Крупного дочернего предприятия;

«**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 сумму процентного вознаграждения к выплате, а в случае Облигаций с фиксированной процентной ставкой – Сумму фиксированного купона или Разбитую сумму, в зависимости от обстоятельств;

«**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;

«**Определения ISDA**» означает Определения ISDA 2006 г., опубликованные International Swaps and Derivatives Association, Inc., если иное не указано в Окончательных условиях;

«**Обременение**» означает ипотеку, залог, обременение, сервитут, ограничение, обязательство, право прохода, залоговое право и другие имущественные права или требования любого рода (включая, без ограничения, права, аналогичные вышеуказанным, в соответствии с законодательством какой-либо юрисдикции, а также условную продажу, соглашение об

удержании права собственности и аренду, имеющую такой же характер);

«Значительное негативное влияние» означает значительное негативное влияние на (а) хозяйственную деятельность, имущество, состояние (финансовое или иное), операции или перспективы Гаранта, его Крупных дочерних предприятий, Миноритарных компаний или Группы (как единого целого), (b) способность Эмитента выполнять свои обязательства по Облигациям или по Тростовому договору, (с) способность Гаранта выполнять свои обязательства в качестве гаранта по Облигациям, или (d) действительность, законность или исковую силу Облигаций или какого-либо Соглашения;

«Крупное дочернее предприятие» означает Дочернее предприятие Гаранта, которое (а) становится непосредственным Дочерним предприятием Гаранта или Крупного дочернего предприятия и объявляется Крупным дочерним предприятием Советом директоров Гаранта, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов Гаранта и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 процентов или более процентов EBITDA Гаранта и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(е)(i) или 4(е)(ii), или (с) прямо или косвенно является компанией-учредителем какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров Гаранта может объявить любое Дочернее предприятие Гаранта (в т.ч. вновь приобретенное или созданное) Крупным дочерним предприятием. Такое объявление Советом директоров Гаранта должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров Гаранта, которой утверждается такое объявление. Объявление Дочернего предприятия Гаранта Советом директоров Гаранта Крупным дочерним предприятием не может быть отменено впоследствии. На дату настоящих Условий Крупные дочерние предприятия включают, без ограничения, Эмитента, АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», АО «Казтрансгаз», АО «Казтрансойл», АО «Интергаз Центральная Азия», АО «Торговый дом «КазМунайГаз», АО «Казмунайтениз», Соöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A., «Казросгаз» и «Ромпетрол»;

«Миноритарная компания» означает Компанию Гаранта, которая (а) становится непосредственной Компанией Гаранта или Крупного дочернего предприятия и объявляется Миноритарной компанией Советом директоров Гаранта, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов Гаранта и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 или более процентов EBITDA Гаранта и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(е)(i) или 4(е)(ii), или (с) прямо или косвенно является материнской компанией-учредителем какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров Гаранта может объявить любое Дочернее предприятие ую Компанию Гаранта (в т.ч. вновь приобретенное или созданное Дочернее предприятие) в качестве Крупного дочернего предприятия. Миноритарной компанией. Такое объявление Советом директоров Гаранта должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров Гаранта, которой утверждается такое объявление. Объявление Дочернего предприятия Гаранта Советом директоров Гаранта Крупным дочерним предприятием не может быть отменено впоследствии. На дату настоящих Условий Крупные дочерние предприятия включают, без ограничения, Эмитента, АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», АО «Казтрансгаз», АО «Казтрансойл», АО «Интергаз Центральная Азия», АО «Торговый дом «КазМунайГаз», АО «Казмунайтениз», «Соöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», «Казросгаз» и «Ромпетрол»;

«Миноритарная компания» означает Компанию Гаранта, которая (а) становится непосредственно принадлежащей Компанией Гаранта или Крупного дочернего предприятия и объявляется Миноритарной компанией Советом директоров Гаранта, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов Гаранта и его Дочерних предприятий, на

консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 или более процентов EBITDA Гаранта и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(е)(i) или 4(е)(ii), или (с) прямо или косвенно является материнской компанией какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров Гаранта может объявить любую Компанию Гаранта (в т.ч. вновь приобретенную или созданную Компанию) в качестве Миноритарной компании. Такое объявление Советом директоров Гаранта должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров Гаранта, которой утверждается такое объявление. Объявление Компании Гаранта Советом директоров Гаранта Миноритарной компанией не может быть отменено впоследствии. На дату настоящих Условий Миноритарные компании включают, без ограничения, ТШО, Kashagan B.V. и КТК-К;

«Чистая выручка» применительно к какому-либо выпуску или продаже акций Акционерного капитала или Задолженности означает чистую выручку от такого выпуска или продажи 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;

«Должностное лицо» применительно к какому-либо Лицу означает управляющего директора, директора, генерального директора, председателя правления, президента, вице-президента, руководителя высокого ранга, старшего бухгалтера, контроллера, казначея или секретаря такого Лица, а также генерального партнера или иное лицо, занимающее соответствующую или аналогичную должность;

«Свидетельство должностного лица» означает свидетельство, подписанное от имени Эмитента двумя Должностными лицами Гаранта, одно из которых должно быть руководителем высокого ранга, старшим бухгалтером или старшим финансовым специалистом Гаранта;

«Первоначальные финансовые отчеты» означает прошедшие аудит отдельные и консолидированные финансовые отчеты Гаранта за год, заканчивающийся 31 декабря 2007 г.;

«Страница» означает страницу, раздел, колонку или иную подачу материала информационной службой (включая, без ограничения, Reuters Markets 3000 («Reuters») и Telerate («Telerate»)), указанной для получения 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;

«Разрешенная деятельность» означает (а) разведку, добычу, транспортировку, очистку и переработку нефти и газа, (b) производство электроэнергии, (с) химическое производство, (d) оптовую и розничную торговлю в связи с вышеуказанным, и (е) деятельность, обоснованно связанную с вышеуказанным или являющуюся вспомогательной или смежной по отношению к ней;

«Разрешенное обременение» означает, без дублирования:

Обременения, имеющиеся на Дату эмиссии Облигаций;

Обременения, созданные в пользу Гаранта или Крупного дочернего предприятия;

Обременения имущества, приобретенного (или считающегося приобретенным) посредством финансового лизинга, а также претензии, возникающие в связи с использованием, утратой или повреждением такого имущества; при условии, что такие Обременения обеспечивают Задолженность только по данному лизингу;

Обременения, обеспечивающие Задолженности Лица, имеющиеся в момент слияния или консолидации такого Лица с Гарантом или Крупным дочерним предприятием или его превращения в Крупное дочернее предприятие; при условии, что такие Обременения не были созданы в связи с таким слиянием или консолидацией и не распространяются на имеющиеся активы или имущество Гаранта или Крупного дочернего предприятия помимо активов или имущества образующегося или приобретаемого Лица и его дочерних предприятий;

Обременения, уже созданные в отношении активов или имущества, приобретенного или приобретаемого Гарантом или Крупным дочерним предприятием; при условии, что такие Обременения не были созданы в связи с таким приобретением и не распространяются на другие активы или имущество (помимо выручки от таких приобретенных активов или имущества);

Обременения, предоставленные в отношении имущества, впоследствии приобретенного или построенного в ходе обычной деятельности каким-либо членом Группы, с целью обеспечения покупной цены такого имущества или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и ремонта такого имущества; при условии, что максимальная сумма Задолженности, обеспеченной таким Обременением, не превышает покупную цену имущества (включая расходы по сделке) или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и расходов по сделке;

Обременения, создаваемые в силу закона;

Обременения по налогам на стоимость, доход и имущество, обязательным платежам или аналогичным сборам, которые не были просрочены или добросовестно оспариваются в установленном порядке, и на которые Гарант или Крупное дочернее предприятие предусмотрели резервы в своей бухгалтерской документации;

сервитуты, права прохода, ограничения (в т.ч. в связи с зонированием), разрешения, мелкие ограничения права собственности и прочие аналогичные Обременения, возникающие в связи с арендой и субарендой, предоставленной другим сторонам, в каждом случае не нарушающей существенно обычную деятельность Группы и существующие, возникающие или понесенные в ходе обычной деятельности;

(а) Обременения арендодателей по закону (кроме случаев, когда такие Обременения обеспечивают обязательства, создающие Задолженность по заемным средствам или созданы в ходе обычной деятельности), и (b) Обременения, возникающие в связи с судебным решением, указом или иным постановлением, которое не создает Событие дефолта в соответствии с Условием 10(e);

право взаимозачета, право комбинирования счетов или аналогичные права, которые могут иметь банки или другие финансовые учреждения в отношении кредитных остатков какого-либо члена Группы;

Обременения Акционерного капитала Мелких дочерних предприятий или активов и имущества Мелких дочерних предприятий, которыми обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент объявления такого Мелкого дочернего предприятия Крупным дочерним предприятием Задолженность такого Мелкого дочернего предприятия, обеспеченного такими Обременениями считается для целей параграфа (xiii) ниже Задолженностью Крупного дочернего предприятия, Принятой в момент объявления такого Мелкого дочернего предприятия Крупным дочерним предприятием;

Обременения, созданные в пользу Лица, предоставляющего Проектное финансирование, если такое Обременение касается исключительно имущества, дохода, активов или поступлений по финансируемому проекту, при условии, что (i) такое Обременение создано исключительно с целью обеспечения Задолженности, понесенной Гарантом или Дочерним предприятием Гаранта в соответствии с Условием 4(d), и (ii) такое Обременение не распространяется на имущество, доходы, активы или поступления Гаранта, Крупного дочернего предприятия или их Дочерних предприятий;

Обременения в отношении имущества, дохода или активов какого-либо члена Группы, которыми

обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент Принятия такой Задолженности такая Задолженность вместе с общей суммой основного долга другой Задолженности, обеспеченной каким-либо Обременением, предоставленным в соответствии с настоящим параграфом (xiv), не превышает 20 процентов Консолидированной стоимости общих активов Гаранта в любой момент. Во избежание разночтений: настоящий параграф (xiv) не распространяется на Обременения, созданные в соответствии с параграфами (i) - (xiii) выше;

Обременения, возникающие в связи с рефинансированием, продлением или возобновлением какой-либо Задолженности, обеспеченной Обременением, разрешенным предыдущими положениями, при условии, что Задолженность, обеспеченная впоследствии таким Обременением, не превышает суммы первоначальной Задолженности, и такое Обременение не распространяется на имущество, первоначально не находившееся под Обременением;

«**Лицо**» означает физическое лицо, корпорацию, товарищество, компанию с ограниченной ответственностью, совместное предприятие, ассоциацию, акционерное общество, траст, неинкорпорированную организацию, правительство или его агентство или политическое подразделение, а также любое другое лицо;

«**Потенциальное событие дефолта**» означает событие или обстоятельство, которое при направлении извещения или по прошествии времени может стать Событием дефолта;

«**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;

«**Проектное финансирование**» означает финансирование всех или некоторых расходов на приобретение, строительство или развитие активов или проектов, если (i) поступления от такого актива или проекта являются основным источником погашения выданных средств, и (ii) лицу или лицам, предоставляющим такое финансирование, было представлено технико-экономическое обоснование, подготовленное компетентными независимыми экспертами, на основании которого можно заключить, что данный проект может обеспечить доход от основной деятельности, достаточный для погашения связанной с проектом задолженности;

«**Проспект**» означает проспект Облигаций, изданный в дату настоящего Соглашения или приблизительно в такую дату;

«**Ставка вознаграждения**» означает ставку процентного вознаграждения, подлежащую выплате в связи с Облигациями, которая установлена или рассчитывается в соответствии с положениями Окончательных условий;

«**Ценные бумаги, имеющие рейтинг**» означает Облигации и Задолженность Гаранта или Крупного дочернего предприятия, имеющие первоначальный срок погашения не менее одного года и рейтинг, присвоенный одним из Рейтинговых агентств;

«**Рейтинговое агентство**» означает Standard & Poors Rating Services, подразделение McGraw Hill Companies, Inc. («**S&P**»), Moody's Investors Service Limited («**Moody's**»), Fitch Ratings или их правопреемников, а также рейтинговые агентства, заменяющие их (или их разрешенных правопреемников) по выбору Гаранта с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего;

«**Справочные банки**» означает учреждения, указанные в качестве таковых в Окончательных условиях или, если такое указание отсутствует, четыре крупнейших банка, выбранных Расчетным агентом 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;

«**Соответствующая ставка**» означает Базовую отметку для Показательной суммы Определенной валюты за период (если применимо или приемлемо для Базовой отметки), равный Определенному периоду, начинающемуся в Дату вступления в силу;

«**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 ч в Соответствующем финансовом центре; для целей настоящего определения «**местное время**» применительно к Европе в качестве Соответствующего финансового центра означает брюссельское время;

«**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, сумму, являющуюся показательной для отдельной сделки на соответствующем рынке в данное время;

«**Ограниченный процент**» означает, (a) применительно к Эмитенту – 100 процентов его выпущенного и находящегося в обращении Акционерного капитала, (b) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором Гаранту прямо или косвенно принадлежит 100 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 75 процентов всех прав голоса в акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия, (c) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором Гаранту прямо или косвенно принадлежит менее 100, но более 75 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 75 процентов всех прав голоса в акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия, и (d) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором Гаранту прямо или косвенно принадлежит менее 75 процентов или менее, но более 50 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 50 процентов всех прав голоса плюс одна акция в акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия;

«**Сделка продажи/обратной аренды**» означает сделку с имуществом, принадлежащим Гаранту или Крупному дочернему предприятию или приобретенным впоследствии, посредством которой Гарант или Крупное 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;

«**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, период, равный соответствующему Периоду начисления вознаграждения, без учета корректировки в соответствии с Условием 5(b)(ii);

«**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 Гаранта) означает корпорацию, товарищество, совместное предприятие, ассоциацию или иной хозяйствующий субъект, существующий или созданный или приобретенный впоследствии, (а) в случае корпорации – если Гаранту и (или) его Дочерним предприятиям принадлежит в ней более 50 процентов всех прав голоса по Голосующим акциям, или если Гарант и (или) его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такой корпорации; (б) в случае товарищества, совместного предприятия, ассоциации или иного хозяйствующего субъекта – если Гарант и (или) его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такого субъекта на договорной основе, при этом (в случаях (а) и (б) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с Гарантом для целей финансовой отчетности;

«Система TARGET2» означает Транс-европейскую автоматизированную экспресс-систему валовых расчётов в режиме реального времени (TARGET2) или ее правопреемника;

«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;

«Инвестиции временно свободных денежных средств» означает:

инвестиции в прямые обязательства члена Европейского Союза, Соединенных Штатов или их агентств или обязательства, гарантированные членом Европейского союза, Соединенными Штатами или их агентствами, со сроком погашения один год с даты приобретения;

инвестиции в депозиты до востребования и срочные депозиты, депозитные сертификаты и депозиты валютного рынка со сроком погашения один год или менее с даты приобретения, выпущенные банком или трастом, созданным в соответствии с законодательством члена Европейского союза, Соединенных Штатов или какого-либо штата, если капитал, профицит и нераспределенная прибыль такого банка или траста вместе составляют более \$500 миллионов (или эквивалентную сумму в иностранной валюте) и их непогашенный долг имеет рейтинг «А» (или эквивалентный рейтинг) или выше, присвоенный одним из Рейтинговых агентств;

инвестиции в обязательства по выкупу со сроком погашения не более 30 дней для типов базовых ценных бумаг, указанных в параграфе (i) выше, если банк отвечает квалификационным требованиям, указанным в параграфе (ii) выше;

инвестиции в коммерческие бумаги со сроком погашения шесть месяцев или менее с даты приобретения, выпущенные корпорациями (кроме Аффилированных лиц Эмитента), созданными и существующими в соответствии с законодательством члена Европейского союза или Соединенных Штатов, с рейтингом на момент инвестирования «P1» (или выше) согласно Moody's или «A1» (или выше) согласно S&P;

инвестиции в ценные бумаги со сроком погашения шесть месяцев или менее с даты приобретения, выпущенные государством, содружеством или территорией члена Европейского союза или Соединенных Штатов или их административными единицами или налоговыми органами, с рейтингом «А» согласно S&P или «А» согласно Moody's;

инвестиции в фонды валютных рынков, инвестирующих почти все свои активы в типы ценных бумаг, указанные в параграфах (i)-(v) выше;

«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 пПроспекта.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Информация, представленная в настоящем разделе Базового проспекта, 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 Эмитент каждый принимает на себя ответственность только за точное воспроизведение таких выдержек в настоящем разделе Базового проспекта.

Вступление

Нефтегазовая отрасль имеет стратегическое значение для Республики Казахстан, поскольку является основным источником экспортных поступлений и резервов, бюджетных платежей и будущих прямых иностранных инвестиций. На 31 декабря 2008 г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 30% государственных доходов и приблизительно 50% экспортных поступлений.

В советский период Казахстан был крупным поставщиком сырья. Страна обладает значительными, в большей степени неразведанными запасами нефти, природного газа и других полезных ископаемых. На 31 декабря 2008 г. 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, включая Кашаган. Россия 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 приказом МЭМР (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 прочей информации – Определенная информации 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.

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 (далее – **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 залежи (ее части), разрабатываемой 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 коллекторских характеристик коллектора, насыщение углеводородами в продуктивных пластах залежи, содержание и параметры углеводородов, а также основные характеристики залежи, обуславливающие условия разработки месторождения (режим операций, продуктивность скважин, пластовое давление, соотношение природного газа, конденсата и нефти, гидравлические характеристики и пр.)
Категория В	Запасы залежи (ее части), разрабатываемой 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, 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/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 нефтяными 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 компании «BP» «Мировая энергетика, 2008 2009 г.» (далее – **Отчет BP**), в Казахстане доказанные запасы нефти оцениваются на уровне 5,35 млрд. т, а доказанные запасы природного газа на уровне 64,4 трлн. куб. футов (1,73 82 трлн. м³), или 3,2% и 1,10% мировых доказанных запасов, соответственно.

С учетом существующих темпов потребления (10,9 млн. тонн в 2008 г. согласно Отчету BP), по расчетам запасов нефти хватит приблизительно на 40 лет.

Казахстан занимает второе место по добыче нефти в странах СНГ (после России) и имеет в Каспийском регионе самые значительные извлекаемые запасы сырой нефти. В 2006, 2007 и 2008 гг. общий объем добычи нефти и газового конденсата в Казахстане составил 66,1 млн. тонн, 68,4 млн. тонн и 70,72,60 млн. тонн, соответственно, несмотря на снижение мирового спроса на сырую нефть по причине мирового экономического кризиса, что представляет собой ежегодный прирост в 5,6%, 3,5% и 35,21% соответственно.

Большую часть добываемых объемов нефти и газа Казахстан отправляет на экспорт. В 2007 г. Казахстан экспортировал 60,8 млн. тонн нефти, что составило порядка 90% от общей добычи нефти в Казахстане. В 2008 г. Казахстан экспортировал около 63,1 млн. тонн нефти, что составило приблизительно 89,88% от общей добычи нефти в Казахстане.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти

2005	2006	2007	2008	Изменение от уровня 2007 (%)	Доля в мировой добыче 2008 (%)
(млн. тонн в год)					
62,6	66,1	68,4	72,0	5,1	1,8

Объем добычи нефти

2006	2007	2008	Изменение от уровня 2007 (%)	Доля мировой добычи в
(млн. тонн в год)				
66,1	68,4	70,6	3,2	1,8

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2009 г.»

В начале 2009 г. в Казахстане было зарегистрировано более 200 нефтяных и газовых месторождений. Наиболее крупными месторождениями являются месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Подробное описание месторождений Тенгиз и Кашаган, в которых Компания имеет прямое долевое участие, см. разделы *«Хозяйственная деятельность – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО»* и *«Хозяйственная деятельность – Проекты по разведке – КСКП»*, соответственно.

Правительство Казахстана заявило, что ожидает увеличения производства до 90,0 млн. тонн в год к 2010 году, и до 150,0 млн. тонн в год к 2015 году. Большая часть указанного роста, как прогнозируется, произойдет на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

Месторождение Карачаганак

Месторождение Карачаганак разрабатывается совместным предприятием «Karachaganak Petroleum Operating B.V.» (далее – КПО), созданный между компаниями «BG Group», «ENI», «Chevron» и «Лукойл». Ни Компания, ни Правительства не имеет доли участия в месторождении Карачаганак. Участники международного консорциума, разрабатывающие месторождение Карачаганак, являются сторонами соглашения о разделе продукции, подписанного с Правительством сроком на 40 лет и предусматривающего инвестиционные вложения в размере 16 млрд. долларов США. Предполагается, что Казахстану Правительству будет выплачено приблизительно 80% совместного дохода за 40-летний период концессии.

Месторождение Карачаганак является крупным нефтегазоконденсатным месторождением площадью 280 км², расположенным на северо-западе Казахстана. Данное месторождение было открыто в 1979 г. Оценочные запасы месторождения составляют 1,2 млрд. тонн жидких углеводородов и 1,3 трлн. м³ газа. В 2009 г. 2008 г. на месторождении Карачаганак было добыто 11,96 млн. тонн нефти и конденсата по сравнению с 1011,64 млн. тонн в 2008 г., и 11,6 млн. тонн в 2007 г. Также на месторождении Карачаганак было добыто 14,2 5 млрд. м³ газа в 2008 2009 г. и 14,2 млрд. м³ и 1114,92 млрд. м³ в 20078 и 20067 гг., соответственно.

В 2008 2009 г., получение доступа к Трубопроводам КТК и УАС позволило осуществить продажу определенного объема переработанных жидких углеводородов с месторождения Карачаганак по ценам международных рынков, а оставшиеся объемы продать на российском рынке. В течение 2008 2009 г. на Карачаганаке продолжалась работа по сооружению четвертой производственной линии с целью увеличения экспорта переработанных жидких углеводородов.

В 2008 2009 г. средний объем добычи на месторождении Карачаганак достиг рекордного уровня в 11,1 9 млн. тонн жидких углеводородов в год и 314,0 5 млрдн. млн. м³ в год газа.

Разведка

Северо-Каспийский проект

В декабре 1993 г. Казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для международной нефтяной геологоразведки. Семь международных нефтяных компаний («AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total EP Kazakhstan» и «BP Exploration Operating Company Limited» и «Statoil» (в альянсе)) и государственная компания «КазахстанКаспийШельф» были первоначально выбраны Правительством для создания КСКП, целью которого является разработка ряда крупных морских месторождений, включая месторождение Кашаган, в северной части Казахстанского сектора Каспийского моря.

КСКП оценивает, что объем запасов нефти категорий А+В+С1 на Кашагане, согласно Кказахстанской методологии, составляет 760 млн. тонн. Более подробное обсуждение КСКП и его деятельности см. в разделе *«Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Проекты по*

разведке – КСКП».

Другие проекты по разведке

• В 2009 г. ТОО «Курмангазы Петролеум» и юне ТОО «Аташ» пробурило скважину Курмангазы-2«Аташ-1» стоимостью 36 млн. долларов США на участке Курмангазы«Аташ», расположенном на мелководье в центральной части северного Каспийского моря. Однако пробуренная скважина оказалась сухой. Это вторая неудачная скважина Компании в Казахстане после скважины «Тюб-Караган-1», пробуренной в 2005 г. См. раздел *«Хозяйственная деятельность – Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз».*

• В ноябре 2009 г. компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» успешно завершила бурение разведочной оценочной скважины на перспективной площади Хазар«Ауэзов» своего морского участка «Жемчужины». Нефтяная скважина Хазар-2«Ауэзов-1» глубиной 2 032465 м была пробурена на глубине вод в 9 м и по расчетам стоила 60,4 млн. долларов США. Это первая вторая успешная оценочная разведочная скважина, пробуренная на контрактной площади, которая завершила обязательную программу разведочного бурения. См. раздел *«Хозяйственная деятельность – Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз».*

• Другие мероприятия по разведке и оценке на суше осуществлялись более мелкими игроками с переменным успехом.

Запасы и объемы добычи газа

В соответствии с Отчетом ВР, на 31 декабря 2008 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,9 трлн.м³. Большая 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 Жамбула.

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 г. 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 г. объемы добычи природного газа в Казахстане значительно возросли. В 1999 г. Республика Казахстан приняла 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 г. превысили уровни добычи советского периода. В соответствии с 15-летней стратегией развития МЭМР, ожидается, что годовые объемы добычи газа в Казахстане увеличатся до 52 млрд. м³ к 2010 г. и 79 млрд. м³ к 2015 г. Увеличение объемов добычи казахстанского газа ожидается, главным образом, за счет 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

005

2 0 , 3	2006 (%)	2007	2008	Изменение от уровня 2007 (%)	Доля мировой добычи в 2008
		<i>(млн. тонн нефтяного эквивалента в год)</i>			
	21,5	23,8	27,2	13,8	1,0

ТШО

На дату настоящего Базового проспекта крупнейшее совместное предприятие Компании ТШО, которому принадлежит самое крупное продуктивное месторождение в Казахстане, имело следующую структуру собственности: Компания (20%), прямо или косвенно через 100%-ные дочерние предприятия, «Chevron» (50%), «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» (25%) и «Lukoil» (5%). См. раздел *«Уставный капитал, единственный акционер и сделки со связанными сторонами – Отношения между Компанией и ТШО»*, где рассмотрены договоры на технологическое и внутреннее управление ТШО.

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий А+В+С1, и соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права разработки месторождений в пределах участка площадью 4 000 км², прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование, который может быть продлен до 2033 г. Более детальное обсуждение ТШО и его деятельности см. в разделе *«Хозяйственная деятельность – Крупные месторождения других совместных предприятия и ассоциированных организаций – ТШО»* и *«Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка и продажа сырой нефти – ТШО»*.

Перерабатывающие предприятия

Нефтепереработка в Казахстане строго регулируется государством Правительством через прямое управление и контроль над транспортными тарифами двумя национальными компаниями – собственно Компанией и АО «Казахстан Темир Жолы» (казахстанская железная дорога).

Казахстан обладает крупными или контрольными долями участия в трех крупных казахстанских нефтеперерабатывающих заводах (далее – **НПЗ**), общий объем переработки нефти на которых составляет 105 млн. баррелей в год. Эти НПЗ осуществляют поставки в северном регионе (в г. Павлодар), западном регионе (в г. Атырау) и южном регионе (в г. Шымкент). Павлодарский НПЗ, в основном, получает нефть по нефтепроводу из Западной Сибири, поскольку географическое положение российских месторождений определяет преимущества использования именно этого завода. Атырауский НПЗ, который недавно был реконструирован, работает исключительно на нефти, добываемой в северо-западном Казахстане. Шымкентский НПЗ в настоящее время перерабатывает нефть с казахстанских месторождений Кумколя, Актобе и Маката, хотя возможны поставки нефти по трубопроводу из России. Компания контролирует Атырауский НПЗ и недавно приобрела 49,72% долевого участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», являющемся собственником Шымкентского НПЗ. Более того, в августе 2009 была приобретена 100-процентная доля участия в нефтеперерабатывающей компании RT, владеющей всем имуществом АО «Павлодарский НПЗ», компании, обладающей лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом оставшаяся доля в 42% в Павлодарском НПЗ принадлежит государству). Нефтеперерабатывающая компания RT сдает в аренду свое имущество, состоящее из Павлодарского НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое и осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. Более того, Компания объявила о своем намерении завершить покупку контрольной доли участия ММГ в Павлодарском НПЗ в связи с предполагаемым приобретением активов ММГ в области разведки и добычи нефти до конца июля 2009 г.

В 2008 г. общий фактический объем переработки на Атырауском, Шымкентском и Павлодарском НПЗ в совокупности составил 12,3 млн. тонн сырой нефти. Ожидается, что к 2012 г. общий объем нефтепереработки в Казахстане достигнет 18 млн. тонн.

В январе 2009 г. Компания объявила о своих планах инвестировать 34,14 млрд. долларов США в увеличение своих нефтеперерабатывающих мощностей в течение последующих шести лет путем расширения всех трех своих НПЗ. Компания планирует инвестировать 12,89 2 млрд. долларов США в

Атырауский НПЗ, 680 550 млн. долларов США в Шымкентский НПЗ и, при условии завершения покупки Павлодарского НПЗ, 1,3570 млрд. долларов США в Павлодарский НПЗ.

Контракты на недропользование

В Законе о недрах указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Правительство заключает Контракты на недропользование в форме контрактов 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 МЭМР. Добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с МЭМР контракт на добычу, за исключением ограниченных объемов опытной добычи. Контракты на добычу могут регулировать права на добычу на нескольких участках.

Переговоры по Контракту на недропользование представляют собой сложный процесс, требующий согласования с рядом министерств, включая МЭМР, 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 и (или) добычу в отношении рассматриваемого участка. Кроме того, после открытия промышленных запасов разведочная или добывающая компания и государственный орган (проектно-исследовательский институт) 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 МЭМР. 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 предоставляют исключительное право на разведку запасов месторождений на указанной площади на срок до шести лет с даты их заключения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительное право на добычу ресурсов месторождений на указанной площади на срок до 25 лет с даты заключения, а в случае крупных и уникальных месторождений – до 45 лет с даты заключения контракта. Обычно срок действия совмещенных контрактов на разведку и добычу составляет до 31 года, или до 51 года для крупных месторождений.

См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Контракты на недропользование»*, где представлено описание лицензий и контрактов Компании.

24 октября 2007 г. в Закон о недрах были внесены изменения и дополнения, которые предоставляют Правительству право инициировать пересмотр условий Контрактов на недропользование и в одностороннем порядке расторгать Контракты на недропользование в отношении месторождений, имеющих «стратегическое значение». См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования»*.

Налоговый режим

Налоговый кодекс 2009 г., вступивший в силу 1 января 2009 г., внес ряд существенных изменений в налоговое законодательство Казахстана, касающихся нефтегазовой отрасли. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Налогообложение»*.

Лицензии на разведку

Правительство ограничило выдачу новых лицензий в процессе написания Налогового Кодекса 2009 г., который вступил в силу 1 января 2009 г. Выдача лицензий, главным образом, осуществлялась

для проведения геологоразведки на морских месторождениях Каспийского региона.

- В мае контракт на разведку (концессионный) участка «Жамбыл» был подписан с консорциумом, возглавляемым компанией «KNOC», который получил 27% долевого участия в проекте, а оставшаяся часть находится у Компании.
- В июле 2008 г. Компания получила контракт на разведку участка «Мертвый Култук», расположенного в Мангистауской области.
- В июне 2009 г. компании ConocoPhillips и Mubadala подписали с Компанией соглашение о разработке участка «Н»; доля каждого участника в проекте составила 24,5%. См. раздел «Деятельность – Проект по участку «Н».
- В октябре Правительство согласилось ускорить переговоры с компанией «СНРС» по участку «Дархан», расположенному к западу от полуострова Бузачи. Компания, СНРС, СНООС достигли соглашения о совместной разработке этого участка в августе 2005 г., но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было.
- В декабре 2008 г. 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 запланированному трубопроводу Бейнеу-Бозой-Самсоновка.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор

В 2008 г. иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана составили приблизительно 11,5 млрд. долларов США по сравнению с приблизительно 11,5 млрд. долларов США, 7,29 млрд. долларов США в 2007 и 2006, соответственно. Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана осуществлялись совместными предприятиями с участием Компании и ее дочерних предприятий, а также в рамках соглашений о разделе продукции и концессионных соглашений на разведку. Основные проекты в Казахстане включают проекты на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

Экспорт нефти и газа

Обзор

Экспорт нефти осуществляется через Каспийское море, по железной дороге и трубопроводам. В таблице ниже представлены объемы экспорта нефти, экспортируемой по указанным маршрутам в 2007 г.:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2007 г. (млн. тонн)
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	3228,16
Атырау-Самара	167,05
Морской порт Актау	119,15
Атырау-Алашанькоу	27,7

Источник: Агентство по статистике Республики Казахстан

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 г., является основным трубопроводом, по которому экспортируется добытая в Казахстане нефть. Его протяженность составляет 1 510 км, начиная от месторождения Тенгиз, через Россию, до морского терминала КТК на Черном море, расположенного рядом с российским портом Новороссийск. КТК является первым магистральным трубопроводом на территории России, который не принадлежит Транснефти – российскому трубопроводному оператору. В декабре мае 2008 г. Министерство энергетики Российской Федерации объявило об одобрении увеличения в два раза мощности трубопровода КТК. 17 декабря 2008 г. МЭМР, Министерство энергетики Российской Федерации и все прочие акционеры КТК (за исключением Лукарко Б.В.) договорились начать расширение деятельности трубопровода КТК и подписали меморандум о расширении, который был утвержден другими акционерами в первом полугодии 2009 г. 16 декабря 2009 г. было утверждено окончательное соглашение о расширении. В соответствии с условиями соглашения акционеров КТК, проект трубопровода КТК должен увеличиться с 33 млн. тонн в год до 67 млн. тонн в год, из которых 52,5 млн. тонн в год нефти и газа поступят из Казахстана. Проект расширения также предполагает строительство десяти нефтеперекачивающих станций (две – в Казахстане и 8 – в Российской Федерации), шести нефтехранилищ рядом с Новороссийском, и третьего причала на нефтяном терминале КТК, а также замену 88 км. трубопровода в Казахстане. Транснефть будет руководить проектом расширения в Российской Федерации, Shevton осуществит руководство расширением в порту Новороссийска, в то время как Компания возглавит проект расширения в Казахстане. В результате расширения трубопровода КТК преимущественные права Компании на использование мощностей увеличатся до 14,3 млн. тонн с 5,76 млн. тонн. Примерные капитальные затраты на расширение мощности КТК составят 4 млрд. долларов США, которые предполагается финансировать за счет собственных денежных потоков КТК, полученных от выручки за оказание услуг по транспортировке нефти, предоставленных акционерам КТК в соответствии с принадлежащими им преимущественными правами на использование мощностей и правами на использование избыточных мощностей на основании «договоров на транспортировку за фиксированную плату вне зависимости от объема перевезенной продукции» и, в случае необходимости, путем привлечения внешнего финансирования. Планируется завершить расширение до 2015 года.

Ожидается, что окончательное соглашение о расширении трубопровода КТК будет достигнуто между Россией и иностранными участниками проекта до конца 2009 г. Само расширение планируется завершить в 2013 г.

В ноябре 2008 г. Казахстан начал поставлять нефть с месторождения Тенгиз через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, согласно оператору трубопровода компании «BP». Азербайджан и Казахстан обсуждали возможность экспорта казахстанской сырой нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан с 2000 г., и окончательное соглашение было подписано 16 июня 2008 г.

В октябре 2008 г. первая казахстанская нефть с проекта ТШО была отгружена через Каспий на экспорт по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, ознаменовав собой первую поставку неазербайджанской нефти по этому трубопроводу с момента его ввода в эксплуатацию в 2006 г. В последние два месяца 2008 г. через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан с месторождения Тенгиз в среднем экспортировалось 21,9 баррелей нефти в год.

По трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан протяженностью 1 767 км сырая нефть транспортируется из Баку до нового морского терминала в турецком порту Джейхан в Средиземном море. Это первый трубопровод, напрямую соединивший Каспийское и Средиземное моря. К 2010 г. проектная мощность трубопровода возрастет до 50 млн. тонн. Строительство трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан было завершено в мае 2005 г., в эксплуатацию он был введен в июле 2006 г. Предполагается, что трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан будет в основном использоваться для транспортировки нефти, добытой на месторождениях Азери, Чираг и Гюнешли в Азербайджанском секторе Каспийского моря, но, при условии наличия свободных мощностей, он может также использоваться и для транспортировки казахстанской сырой нефти, доставленной в Баку танкерами через Каспийское море по транскаспийской морской транспортной системе. Ожидается, что

Казахстан получит доступ к трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан после достижения соглашения с Азербайджаном об основных условиях работы транскаспийской морской транспортной системы.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1 232 км от Узеня на юго-западе Казахстана до каспийского порта Атырау, где он переходит на российскую территорию и присоединяется к системе Транснефти в Самаре.

В декабре 2005 г. Китай и Казахстан ввели в эксплуатацию 962-километровый трубопровод Атасу-Алашанькоу, являющийся частью трубопровода КК. Первоначальная мощность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляет приблизительно 10 млн. тонн в год, однако, начиная с 2010 г. ее проектная мощность возрастает и планируется увеличить до 20 млн. тонн в год. 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»**.

В соответствии с международным соглашением между Казахстаном и Россией «О транзите нефти» от 7 июня 2006 г., на 31 декабря 2007 г. объем экспортной транспортировки был установлен в размере 148 млн. баррелей нефти, за исключением проекта КТК, из которых, в соответствии с соглашением между Транснефтью и Компанией, 110 млн. баррелей будут транспортироваться по трубопроводу Атырау-Самара, являющийся частью УАС, и 38 млн. баррелей будут транспортироваться по трубопроводу Махачкала-Новороссийск. Казахстан также получил предложения об участии в развитии других экспортных маршрутов, включая Российскую Балтийскую трубопроводную систему, трубопровод Бургас-Александрополис и по интеграции в трубопроводы Дружба и Адрия. Модернизация трубопровода Атырау-Самара, проведенная в 2000 г., привела к увеличению его ежегодной пропускной способности с приблизительно 7,3 млрд. баррелей до порядка 10,9 млрд. баррелей. В июне 2002 г. Казахстан и Россия подписали 15-летнее соглашение о транзите нефти, согласно которому казахстанский экспорт через российскую трубопроводную систему составит 127,75 млн. баррелей нефти в год. По завершении проекта трубопровода КК, ожидается увеличение объемов транспортировки по трубопроводу Атырау-Самара, но его значимость будет относительно уменьшаться.

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.

Более детальное описание Казахстанской нефтепроводной инфраструктуры см. в разделе **«Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти»**.

Направления экспорта казахстанского газа

В Казахстане существует две отдельные системы внутренней транспортировки природного газа: одна на западе, обслуживающая месторождения природного газа, на которых ведется добыча, и одна на юге, используемая главным образом для доставки импортируемого природного газа потребителям в южных регионах страны, включая г. Алматы.

Нехватка внутренних трубопроводов, соединяющих газоносные районы Казахстана и промышленные районы (между Алматы и Шымкентом) затрудняет разработку природных ресурсов в Казахстане. Так как казахстанский природный газ является потенциальным конкурентом российского, ведутся работы по строительству нескольких экспортных газопроводов для экспорта природного газа из прикаспийского региона, что может способствовать открытию новых рынков для казахстанского природного газа.

В августе 2007 г. между Казахстаном Правительством и Китаем было достигнуто соглашение о сотрудничестве в связи со строительством и эксплуатацией Азиатского газопровода, который пройдет от Туркменистана через Хоргос и до Китая, проходя по территории Казахстана. Строительство Азиатского газопровода будет завершено двумя этапами. 12 декабря 2009 г. был

завершен первый этап данного проекта с пропускной мощностью в 10 млрд. м³ в год. Второй этап с проектной пропускной мощностью в 10 млрд. м³ в год планируется завершить до конца 2011 г.

будет вестись в две очереди – первая протянется от границы с Узбекистаном через Шымкент в Хоргос в Китай, а вторая будет проходить по территории Казахстана по маршруту – Бейнеу- Бозой-Кызылорда-Шымкент. Строительство первой очереди проектной мощностью 40 млрд. м³ предполагается завершить в 2009 г.

Кроме того, Трубопровод САЦ, имеющий Два участка трубопровода САЦ –в настоящее время является основным экспортным газопроводом из Средней Азии. Два участка Трубопровода САЦ – соединяются в городе Бейнеу на юго-западе Казахстана перед переходом на территорию России в Александров Гае и подсоединению к российской трубопроводной системе. Таким образом, Казахстан является основным транзитным маршрутом для транспортировки газа из Туркменистана в Россию и другие рынки стран СНГ.

На севере страны Казахстан разрабатывает возможность экспорта природного газа через российскую газопроводную систему. Природный газ с месторождения Карачаганак в настоящее время отправляется на север на Оренбургский газоперерабатывающий завод. В настоящий момент предпринимаются шаги по расширению данного маршрута и увеличению его экспортной мощности. Часть газа, направляемого в Оренбург, отправляется далее для продажи в рамках российской системы, а часть возвращается обратно в Казахстан.

Поставки природного газа в Южный Казахстан осуществляются из Узбекистана по трубопроводу Ташкент-Бишкек-Алматы. Данный трубопровод проходит через территорию Узбекистана перед тем, как дойти в г. Шымкент, пересекает Кыргызстан и заканчивается в г. Алматы. Зависимость южных регионов Казахстана от импортного газа была уменьшена вследствие разработки Амангельдинского месторождения природного газа.

Также продвигается строительство Трансазиатского газопровода из Туркменистана в Китай. В начале июля 2008 г. в приграничном регионе с Туркменистаном было начато строительство узбекского участка этого трубопровода узбекско-китайским СП «Азия трансгаз», учрежденным компаниями «Узбекнефтегаз» и «СНПС» для реализации данного проекта. В том же месяце работы начались и в Алматинской области по строительству казахстанского участка трубопровода протяженностью 1 293 км до Китая. В июле 2008 г. Туркменистан согласился увеличить объемы своего газа, экспортируемого в Китай, до 40 млрд.м³. Источник для этих дополнительных объемов газа остается неясным.

Более детальное описание казахстанской газопроводной инфраструктуры см. в разделе «*Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа*».

Нефтегазовая промышленность региона

Хотя Россия и доминирует в области поставок нефти в регионе благодаря своим огромным и недоразработанным запасам, прикаспийские государства призваны сыграть важную роль, и значение Казахстана и Азербайджана постоянно увеличивается. С начала десятилетия темпы роста поставок российской нефти заметно замедлились, в то время как Каспийский регион продолжает расширяться.

Региональное потребление и добыча нефти

В таблице ниже приведены основные потребители нефти в регионе:

Страна	2006	2007	2008
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	4,8	4,5	34,37
Казахстан	10,9	10,5	10,9
Польша	24,8	25,6	2524,9
Румыния	10,5	11,0	1110,63

Россия	130,1	129,6	131130,46
Туркменистан	4,9	5,1	5,35
Украина	15,3	15,6	15,95

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2009 г.»

Согласно данным исследовательской организации «Business Monitor International» (далее – BMI), в 2008 г. региональное потребление нефти составило 257,4 млн. тонн в год. Доля Казахстана в общем объеме регионального потребления нефти в 2008 г. составляла 4,21%.

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

Страна	2006	2007	2008p
	<i>(млн. тонн в год)</i>		
Азербайджан	31,4	41,7	44,47
Казахстан	68,5	71,6	72,50
Польша	1,0	0,8	0,8
Румыния	5,0	5,0	4,87
Россия	469,2	479,3	48876,53
Туркменистан	8,9	9,5	10,62
Украина	4,0	4,0	3,8

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2009 г.»

p – расчет. Исторические данные, Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2008 г.».

По данным BMI, общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 622,4 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2008 г. составила 12% от общего объема добычи нефти в регионе.

Объемы экспорта нефти постоянно увеличиваются. В 2001 г. регион экспортировал в среднем 200,8 млн. тонн в год. По расчетам, в 2008 г. общий показатель объема экспорта вырос до 365 млн. тонн в год.

Перерабатывающая мощность региона

В 2001 г. перерабатывающая мощность региона составила 432,2 млн. тонн в год и впоследствии постепенно увеличивалась, достигнув в 2008 г., по расчетам, 463,9 млн. тонн в год.

Доля Казахстана в общем показателе перерабатывающей мощности региона в 2008 г., по расчетам, составила 4,42%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2008 г., согласно расчетам, региональное потребление составило 637 млрд. м³, а региональная добыча – 783 млрд. м³. Доля Казахстана в объеме потребления газа в 2008 г., по расчетам, составила 3,4%, а его доля в объеме добычи – 4,5%.

Уполномоченные органы

Министерство нефти и газаэнергетики и минеральных ресурсов

В 2002 г. Правительство внесло ясность в разделение функций между Компанией и государственными органами, имеющими отношение к нефтегазовой отрасли (Постановление Правительства №707 от 29 июня 2001 г.) В 2002 г. Правительство также утвердило правила для Компании по представлению интересов государства в контрактах на недропользование, путем обязательного участия Компании в нефтегазовых проектах (Постановление Правительства №708 от 29

июня 2001 г.). Компании предоставлено право действовать в качестве «уполномоченного органа» в отношении контроля, мониторинга и регулирования нефтегазовых операций в рамках Соглашений и разделе продукции. Надзорная функция МЭМР над энергетической, горнорудной и атомной промышленностями была передана вновь созданному Министерству Индустрии и новых технологий Республики Казахстан. Указом Президента от 123 марта декабря 20010 г. было реорганизовано несколько министерств, включая учреждение Министерство нефти и газа. Предполагается, что согласно данному указу, некоторые некоммерческие или регулирующие функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства, в том числе, вреди прочего, представление государства в рамках Соглашений о разделе продукции по Северо-Каспийскому проекту и Карачаганакскому месторождению, будут переданы Министерству нефти и газа. Законодательство, закрепляющее данную реформу, будет утверждено в ближайшее время. Создание Министерства нефти и газа и соответствующая передача некоммерческих и регулирующих функций от Компании в Министерство нефти и газа не должны негативно повлиять на преимущественные права Компании по приобретению долей участия в Контрактах на недропользование либо запасы или иные коммерческие интересы.

министерства, имеющие отношение к нефтегазовой промышленности. Таким образом, было создано Министерство энергетики и минеральных ресурсов (далее – **МЭМР**) с полномочиями осуществлять контроль и надзор над:

- энергетикой (ранее данная отрасль промышленности находилась в ведении Министерства энергетики, индустрии и торговли);
- геологией и охраной недр (ранее данная отрасль промышленности находилась в ведении Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды); и
- компетентным органом по вопросам недропользования (ранее данная отрасль находилась в ведении Агентства по инвестициям, большая часть сферы деятельности которого была передана Министерству финансов).

В 2007 г. в соответствующее законодательство были внесены поправки, согласно которым и Министерство охраны окружающей среды, и МЭМР несут ответственность за обеспечение соблюдения операторами законодательства по утилизации газа.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

Регулирование прав недропользования в Казахстане

Общая информация

В Казахстане все природные ресурсы принадлежат Государству. МЭМР (компетентный орган в настоящее время) от имени Государства предоставляет права на разведку и добычу. Права недропользования предоставляются на определенный период времени, определяемый с учетом возможного продления срока до истечения срока действия соответствующего контракта и лицензии (если применимо и разрешено). Права недропользования могут быть отозваны МЭМР, если недропользователи не выполняют взятые на себя договорные обязательства, которые могут включать периодическую уплату налогов государству и соблюдение требований по разработке полезных ископаемых, охране окружающей среды, охране труда и технике. До августа 1999 г. права на недропользование в нефтяном и горнодобывающем секторе предоставлялись путем выдачи лицензии и заключения соответствующего контракта на недропользование. В августе 1999 г. государство, пытаясь упростить существовавший порядок, отменило такую двухступенчатую процедуру. В настоящее время права недропользования предоставляются только на основе контракта на недропользование, и никакой лицензии не требуется. Некоторым предприятиям, входящим в состав Компании, права недропользования были предоставлены в рамках режима «лицензия и контракт», существовавшего до августа 1999 г. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность Казахстана – Контракты на недропользование*».

Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования

Закон о недрах и изменения и дополнения к нему от 1999 г.

Существующая нормативно-правовая система регулирования прав недропользования в Казахстане была установлена с принятием Закона Республики Казахстан №2828 «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 г. (далее – **Закон о недрах**). Согласно Закону о недрах, недра и находящиеся в них полезные ископаемые принадлежат Государству. В августе 1999 г. Законом №467-1 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и нефтяных операциях в Республики Казахстан» в Закон о недрах были внесены изменения и дополнения (далее – **Поправки 1999 г.**). Поправки 1999 г. упростили порядок получения прав недропользования, позволив МЭМР предоставлять эти права на договорной основе без необходимости предварительно выдавать лицензию (которая требовалась по ранее действовавшей системе регулирования). На практике права недропользования обычно предоставляются по результатам тендера. Контракты на недропользование обычно содержат положения о стабилизации налогового режима, установленного в самом Контракте на недропользование, который будет применяться на протяжении всего срока действия такого контракта, за исключением случаев изменения данного режима по взаимному согласию сторон по такому контракту.

Изменения и дополнения в Закон о недрах от 2004-2005 гг.

В Закон о недрах были также внесены изменения Законом №2-III «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и нефтяных операциях в Республики Казахстан» от 1 декабря 2004 г. и Законом №79-3 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и проведении нефтяных операций в Республики Казахстан» от 14 октября 2005 г. (далее – **Поправки 2004-2005 гг.**). Поправки 2004-2005 гг. (в частности, ст. 71 Закона о недрах) предусматривает преимущественное право Государства (в лице Правительства) на приобретение любого отчуждаемого права недропользования и (или) акций или долей участия в каком-либо юридическом лице, прямо или косвенно контролирующем другое лицо, имеющее права недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане (далее – **Преимущественное право государства**). Это дает

государству преимущественное право в отношении любой такой передачи на условиях не хуже, чем условия, предложенные другими покупателями. Преимущественное право государства распространяется на все существующие контракты ретроспективно, а также на контракты, которые будут заключены в будущем. Поправки 2004-2005 гг. не содержат детальных процедур, которым должно следовать Правительство при осуществлении Преимущественного права государства, в результате чего этот порядок остается неясным.

Однако постановлением Правительства была сформирована межведомственная комиссия для рассмотрения возможности реализации Преимущественного права государства в ситуациях, когда права недропользования либо акции или доли участия в каком-либо лице, имеющем право недропользования, предлагаются на продажу, а также для выработки рекомендаций Правительству. Этим постановлением не установлено подробных инструкций для продавцов в отношении порядка уведомления комиссии о сделках, в результате которых может возникнуть Преимущественное право государства, а также срока, в течение которого Государство должно реализовать такое право.

Другие положения Поправок 2004-2005 гг. касаются требований по закупке недропользователями товаров и услуг казахстанских производителей, если такие товары и услуги соответствуют применимым национальным и (или) международным стандартам, а также запрет на закупку недропользователями товаров и услуг у иностранных организаций в случае, если в наличии имеются сопоставимые казахстанские товары и услуги. Это требование распространяется на все контракты, включая те, которые содержат положение о стабилизации.

Поправками 2004-2005 гг. также был создан режим регулирования передачи недропользователями своих прав недропользования в залог.

Поправки 2004-2005 гг. также определяют режим регулирования, позволяющий недропользователям передавать свои права недропользования в залог.

Изменения и дополнения в Закон о недрах от 2007

В октябре 2007 г. Казахстан принял новые поправки в Закон о недрах (далее – **Поправки 2007 г.**). Поправки 2007 г. вступили в силу 3 ноября 2007 г. Внесенные изменения предоставляют Правительству право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и вносить изменения и (или) дополнения в контракты на недропользование в случаях, когда деятельность, осуществляемая недропользователями на месторождениях, имеющих «стратегическое значение», приводит к существенному негативному изменению баланса экономических интересов Государства и создает угрозу национальной безопасности.

Кроме того, согласно Поправкам 2007 г., МЭМР может расторгнуть контракт на недропользование в одностороннем порядке, если (среди прочего):

в срок до двух месяцев со дня получения уведомления от МЭМР об изменении и (или) дополнении условий Контракта на недропользование недропользователь не представит своего письменного согласия на ведение переговоров о внесении изменений и (или) дополнений либо откажется от ведения таких переговоров;

в срок до четырех месяцев с даты получения согласия недропользователя на ведение переговоров по изменению и (или) дополнению условий контракта стороны не достигли соглашения по изменению и (или) дополнению условий контракта; и

в срок до шести месяцев с даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов Государства стороны не подпишут изменения и (или) дополнения в условия контракта.

МЭМР также имеет право до принятия решения о прекращении действия Контракта на недропользование потребовать незамедлительного прекращения операций по недропользованию путем уведомления недропользователя, после чего недропользователь обязан незамедлительно исполнить такое требование. По инициативе Правительства, согласно Поправкам 2007 г., МЭМР также имеет право прекратить действие Контракта на недропользование в одностороннем порядке в случае, если деятельность недропользователя на месторождении, имеющем «стратегическое значение» приводит к существенному изменению баланса экономических интересов государства и создает угрозу национальной безопасности.

Поправки 2007 г. действуют ретроактивно в отношении ранее заключенных контрактов на добычу на месторождениях, имеющих стратегическое значение. Правительству еще предстоит разработать перечень месторождений, которые считаются имеющими «стратегическое значение».

Новый Закон о недрах

Проект нового Закона Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее – **Новый Закон о недрах**) в настоящее время находится на обсуждении в Парламенте. Редакция этого проекта на русском языке была опубликована на веб-сайте МЭМР 24 октября 2008 г., хотя не ясно, какую форму Новый Закон о недрах будет иметь после парламентских дебатов.

Основные особенности Нового Закона о недрах:

консолидация существующих законов и нормативных актов, дублирующих друг друга – Новый Закон о недрах призван пересмотреть и консолидировать существующие Законы о нефти и Закон о недрах для того, чтобы в будущем вся деятельность по недропользованию (разведка и добыча нефти и газа, разработка полезных ископаемых) в Казахстане регулировалась единым законом, и

разъяснение существующих неопределенных положений путем введения новых процедур.

Стабилизация и налогообложение

Новый Закон о недрах ограничивает право стабилизации в отношении коммерческой стабилизации в отличие от общей позиции недропользователей, хотя Новый Закон о недрах предусматривает возможность применить режим стабилизации через отдельный закон. Не ясно, каким образом Правительство будет толковать это положение.

Положения о стабилизации налогового и таможенного режимов исключены, и теперь недропользователи подпадают под действие Налогового кодекса 2009 г. Недропользователи будут обязаны оплачивать налоги и таможенные пошлины (такие как экспортные пошлины на сырую нефть), которые могут изменяться в силу изменений в казахстанском законодательстве.

Контракты на недропользование

Новый Закон о недрах предусматривает только два вида контрактов – контракты на разведку и контракты на добычу в отношении промышленной разработки нефти, газа и других полезных ископаемых. Новый Закон о недрах исключает контракты на совмещенную разведку и добычу из перечня возможных видов контрактов на недропользование. Кроме того, соглашения о разделе продукции не предусматриваются как отдельный вид разрешенного контракта на недропользование (хотя соглашения о разделе продукции, заключенные до введения в действие Нового Закона о недрах, останутся в силе на условиях, согласованных в момент их заключения).

Если недропользователь в результате работы по контракту на разведку обнаружил промышленные запасы, Новый Закон о недрах предоставляет такому недропользователю неисключительное преимущественное право на ведение переговоров по заключению контракта на добычу в течение определенного срока. Если в течение данного срока договоренности по контракту на добычу не было достигнуто, недропользователь теряет свое преимущественное право на обнаружение, которое, в свою очередь, становится предметом публичного тендера на тех же условиях, на которых оно было предложено первоначальному недропользователю. Первоначальный недропользователь имеет право на

возмещение своих затрат на разведку победителем тендера.

Преимущественное право и право согласия Правительства

По Новому Закону о недрах Правительство обладает двумя преимущественными правами в отношении: (i) приобретения полезных ископаемых по экспортным ценам, «не превышающим экспортные цены для недропользователя» и (ii) передачи прав недропользования.

Также как и по действующему Закону о недрах, согласно Новому Закону о недрах, передача прав недропользования требует одобрения со стороны Правительства. Согласие Правительства будет необходимым в отношении: (i) первоначального листинга и последующих дополнительных выпусков ценных бумаг недропользователя и (ii) залога права недропользования (в целом либо в части) или доли участия (акций) в юридическом лице, имеющем право недропользования.

Преимущественное право и согласие Правительства не распространяется на (i) отчуждение акций или производных ценных бумаг юридического лица, которые обращаются на фондовой бирже и (ii) передачу полностью либо частично долей участия в юридическом лице, имеющем право недропользования, в пользу 100%-ных дочерних предприятий и аффилированных лиц.

В дополнение к указанному выше, закон не допускает передачу права недропользования в течение двух лет после даты вступления в силу контракта на недропользование, за исключением случаев обращения взыскания по залогу либо реорганизации недропользователя.

В заключение, для передачи или залога трубопроводов либо соответствующих долей участия будет необходимо получение согласия Правительства, которое будет иметь преимущественное право на приобретение такого имущества.

Операции на море

Новый Закон о недрах предусматривает, что национальной компании (т.е. Компании) должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в контрактах на недропользование на разработку месторождений на море.

Урегулирование споров

Новый Закон о недрах предусматривает, что споры, возникающие в связи с контрактом на недропользование, в первую очередь должны разрешаться путем переговоров, во вторую очередь, если спор не удастся урегулировать путем переговоров, его необходимо передать на рассмотрение суда в соответствии с законодательством Казахстана. В отличие от действующего Закона о недрах, Новый Закон о недрах явно не предусматривает обращение в международный арбитраж с целью урегулирования споров с участием иностранных инвесторов. Преобладающее толкование таково, что метод, предусматриваемый Новым Законом о недрах, является единственным разрешенным способом урегулирования споров. Следовательно, иностранные нефтегазовые компании не будут иметь возможности обращения в международный арбитраж, а казахстанские суды будут иметь эксклюзивное право по рассмотрению вопросов, касающихся контрактов на недропользование.

Прочие положения

По Новому Закону о недрах у Правительства будет право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и вносить изменения и (или) дополнения в такие контракты. Эти положения схожи с положениями, внесенными в действующий Закон о недрах Поправками 2007 г.

Регулирование прав по разделу продукции при проведении нефтяных операций на море

Закон о соглашениях о разделе продукции

Закон Республики Казахстан «О соглашениях о разделе продукции» был принят 8 июля 2005 г. (далее – **Закон об СРП**) и признан утратившим силу 1 января 2009 г. Никаких законодательных актов

вместо Закона об СРП введено не было.

Закон об СРП был единственным законом, регулировавшим исключительно соглашения о разделе продукции, 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 МЭМР, с одной стороны, и инвестором, с другой стороны. Далее, Закон об СРП устанавливал порядок и общие условия проведения тендеров по соглашениям о разделе продукции. Базовые условия тендера включали требование к операторам морских месторождений закупать товары и услуги у казахстанских производителей, включая, но, не ограничиваясь услугами переработки, а также обязательства по развитию технологий и инфраструктуры в Казахстане.

В соответствии с Законом об СРП, соглашения о разделе продукции 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 соглашения о разделе продукции 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 соглашению о разделе продукции в общем порядке, предусмотренном в Законе о нефти, по которому требовалось одобрение компетентного органа (МЭМР). Хотя Закон об СРП не предусматривал Преимущественного права государства на приобретение любого долевого участия в существующем соглашении о разделе продукции у продающего подрядчика, Правительство могло реализовать Преимущественное право государства в соответствии с Законом о недрах.

Лицензирование услуг по переработке, транспортировке по трубопроводам, хранению и недропользованию

В Казахстане переработка нефти, транспортировка по нефте- и газопроводам, хранение и добыча нефти и газа подлежат лицензированию. Услуги недропользования (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и другие сопутствующие услуги) также подлежат лицензированию.

9 августа 2007 г. вступил в силу новый Закон Республики Казахстан «О лицензировании» (далее – **Закон о лицензировании**). Закон о лицензировании не требует наличия у нефтеперерабатывающих заводов лицензий на производство нефтяных продуктов, вместо которых должны иметься лицензии на эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов.

Лицензия не может быть передана существующим производственным объектом другому объекту. Лицензия выдается на неограниченный срок. Лицензия выдается соответствующим компетентным органом (в настоящее время МЭМР) 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.

МЭМР и другие уполномоченные органы

Общая информация

Государство играет определенную роль в трех областях управления недрами. Правительство несет ответственность за организацию и управление находящихся в собственности государства запасов, определение границ участков недр, определение перечня общераспространенных полезных ископаемых, определение порядка заключения Контрактов на недропользование, утверждение модельных контрактов и назначение «компетентного органа». В случае войны, природных бедствий и других чрезвычайных ситуаций Правительство имеет право реквизировать все либо часть полезных ископаемых, принадлежащих недропользователю, с последующей компенсацией в натуре или денежными средствами по мировым ценам на день реквизиции. Правительство (в настоящее время МЭМР) обладает полномочиями по заключению и реализации Контрактов на недропользование. Местные исполнительные органы несут ответственность, среди прочего, за выделение земельных участков недропользователям, осуществление контроля и надзора в области охраны земли и участие 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.

МЭМР

МЭМР – министерство, определенное Правительством для заключения от имени Правительства Контрактов на недропользование. Кроме того, Закон о недрах предусматривает, что МЭМР несет ответственность за:

- организацию тендеров на предоставление прав недропользования для разведки и добычи полезных ископаемых;

- подписание и регистрацию Контрактов на недропользование;

- контроль над соблюдением условий Контрактов на недропользование;

- выдачу разрешений на передачу прав недропользования (по ст. 14 Закона о недрах) и регистрацию сделок, связанных с залогом прав недропользования; и

- приостановление и прекращение действия Контрактов на недропользование в порядке, предусмотренном Законом о недрах.

Другие уполномоченные органы

Различные аспекты разработки углеводородов в Казахстане регулируются следующими министерствами и государственными органами:

- МООС отвечает за охрану окружающей среды и сохранение полезных ископаемых;

- Министерство индустрии и новых технологий, которое как ожидается, сохранит большую часть функций бывшего Министерства индустрии и торговли, включая осуществление контроля над соблюдением требования о закупке товаров и услуг на конкурсной основе и у казахстанских производителей, если такие товары и услуги отвечают казахстанским и международным стандартам;

- Министерство по чрезвычайным ситуациям, которое, среди прочего, осуществляет контроль над соблюдением техники безопасности при разработке полезных ископаемых;

- Комитет по геологии и недропользованию при МЭМР,

который, среди прочего, осуществляет контроль над разработкой полезных ископаемых;

Комитет по государственному контролю над чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью (при Министерстве по чрезвычайным ситуациям) (далее – **Комитет по ЧС и ПБ**), который, среди прочего, осуществляет контроль за соблюдением техники безопасности и здоровьем;

Комитет по строительству МИТ, который осуществляет государственный контроль над качеством строительства и строительных материалов;

различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов;

Комитет по государственному санитарному и эпидемиологическому контролю при Министерстве здравоохранения отвечает за контроль над соблюдением норм в области здравоохранения;

Министерство труда и социальной защиты (далее – **МТСЗ**) отвечает за расследование трудовых споров и жалоб отдельных работников, осуществляющее контроль над соблюдением обязательств недропользователей по предоставлению преимуществ при приеме на работу, включая наем определенного минимального процента граждан Казахстана;

Комитет по техническому регулированию и метрологии отвечает за тестирование бывшего в употреблении оборудования;

областные и муниципальные уполномоченные органы отвечают за регистрацию имущества, залогов и ипотеки; и

республиканские и областные налоговые органы.

Ведение учета

Согласно Закону о недрах и Экологическому кодексу от 9 января 2007 г., №212 (далее – **Экологический кодекс**), недропользователи обязаны вести соответствующий учет запасов и объемов добычи полезных ископаемых, включая переработку побочных продуктов и отходов. Государство осуществляет контроль над ведением учета объемов запасов и добычи полезных ископаемых. Недропользователи также обязаны предоставлять геологические отчеты о своей деятельности, связанной с разведкой и использованием недр на контрактной территории.

Социальные обязательства и другие обязанности

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.

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.

Контракты на недропользование, заключаемые МЭМР, 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.

Природоохранные разрешения. Концепция природоохранного разрешения (далее – **ПР**) была разработана Правительством как способ регулирования уровня загрязнения. ПР – специальное разрешение, предоставляющее недропользователю временное право на выброс или дисперсию выбросов в атмосферу и сброс водных субстанций в поверхностные либо подземные воды. ПР содержит условия о порядке использования окружающей среды, а также связанные с таким использованием выплаты. Обязательство получить ПР вытекает из Контрактов на недропользование, заключаемых с МЭМР. Компании, использующие окружающую среду (загрязняющие, сбрасывающие отходы и т.д.) обязаны получать ПР. В зависимости от количества выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, ПР выдается сроком от 3 до 5 лет либо областным департаментом охраны окружающей среды, либо МЭМР. Ставки платы за загрязнение окружающей среды определяются местными представительными органами (маслихатами) в пределах, установленных Правительством.

Разрешения на водопользование

Водный кодекс от 9 июля 2003 г., №481 (далее – **Водный кодекс**) реализует государственную политику в отношении использования и охраны водных ресурсов. Водный кодекс устанавливает ряд обязательств за использование водных ресурсов и сброса определенных материалов в воду на основании Разрешений на водопользование (далее – **РВП**). Действие РВП может быть приостановлено либо прекращено в случае нарушения условий, указанных в соответствующем РВП. Такие условия включают количество подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся загрязнения водных ресурсов в процессе разработки полезных ископаемых, а также периодическую проверку оборудования. В случае изменения каких-либо обстоятельств, касающихся использования водных ресурсов, держатель РВП обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами, такими как областной департамент охраны окружающей среды, областная санитарная и эпидемиологическая служба. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения указанных в РВП требований.

Обеспечение соблюдения закона

В статье 116 Экологического кодекса указаны уполномоченные органы, которые несут ответственность за мониторинг соблюдения природоохранного законодательства и обеспечение исполнения природоохранных требований. Среди таких должностных лиц Главный государственный экологический инспектор, заместитель государственного экологического инспектора и старшие государственные экологические инспектора, являющиеся по должности начальниками и заместителями начальников управлений и отделов МООС. Кроме того, областные экологические прокуроры наделены полномочиями на осуществление контроля над соблюдением природоохранного законодательства и инициирование судебных разбирательств.

Согласно статье 117 Экологического кодекса, соответствующие должностные лица государства в своей работе по обеспечению соблюдения природоохранных мер уполномочены:

- проверять объекты, производить замеры и брать пробы для анализа;
- запрашивать и получать документацию, результаты анализов и

иные материалы;

инициировать процедуры, касающиеся (i) приостановления действия лицензий; (ii) расторжение контрактов на использование и изъятие природных ресурсов и (iii) приостановление и аннулирование экологических и иных разрешений в случае нарушений;

вносить предписания физическим и юридическим лицам об устранении нарушений экологического законодательства Республики Казахстан;

предъявлять в суд иски в связи с нарушением законодательства Республики Казахстан; и

вносить требования о прекращении действия Контрактов на недропользование в случаях имевших место нарушений.

Экологическое страхование

Экологическое страхование как обязательный вид страхования предусмотрено Законом о недрах и Экологическим кодексом и регулируется Законом Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 г., №93.

Страховое соглашение должно быть подписано между недропользователем и любым страховщиком, обладающим лицензией на предоставление этого вида страхования в пользу третьих лиц, жизни, здоровью либо имуществу которых может быть нанесен вред в результате недропользования. Недропользователь не может осуществлять свою деятельность без получения экологической страховки.

Срок исковой давности

Срок исковой давности для предъявления иска за нарушение природоохранных требований регулируется положениями об общем сроке исковой давности, установленном статьей 178 Гражданского кодекса, которая предусматривает трехгодичный срок. Этот срок исковой давности не распространяется на уголовные преследования в связи с нарушением природоохранных требований.

Соблюдение требований по охране здоровья и техники безопасности

Деятельность Компании подпадает под действие законов и нормативных актов Республики Казахстан, касающихся вопросов техники безопасности и охраны здоровья, и регулируется различными государственными органами, включая Министерство труда и социальной защиты населения. Такие законы и нормативные акты включают Экологический кодекс, Закон о недрах и Трудовой кодекс от 15 мая 2007 г., №251. Проводимые Компанией на территории Казахстана нефтегазовые операции также регулируются Комитетом по ЧС и ПБ в отношении специфичных отраслевых требований по охране здоровья и техники безопасности.

Действующее законодательство требует от работодателя обеспечить своих работников надлежащим образом функционирующим и безопасным оборудованием, обучать своих работников требованиям по технике безопасности и охране здоровья, принять корпоративный регламент по технике безопасности и охране здоровья, предоставлять специальную рабочую форму и обувь, специальное питание, проводить периодический медицинский осмотр своих работников, проводить периодическую независимую аттестацию оборудования и рабочих площадок, предоставлять адекватную страховку своим работникам, поддерживать страховое покрытие на случай наступления ответственности перед третьими лицами, а также соблюдать нормативные требования

по пожарной безопасности, санитарным и гигиеническим нормам.

Регулирование цен

Правительство имеет право регулировать цены в отношении членов Компании, являющихся казахстанскими компаниями в том случае, когда такие компании имеют статус естественной монополии либо занимают доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО является естественной монополией и подпадает под регулирование цен.

Правила СК, закупки при недропользовании и передача прав недропользования

Правила закупок

Согласно Закону Республики Казахстан «О фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2009 г., №134-IV, Компания не подпадает под общее правило по закупкам (установленное Законом Республики Казахстан «О государственных закупках» от 21 июля 2007 г., №303-III ЗРК) и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами СК.

Эти новые Правила СК, в общем, схожи с существующими правилами закупок и предусматривают обязательные процедуры по закупке товаров и услуг АО «Самрук-Казына» и компаниями, в которых АО «Самрук-Казына» напрямую либо косвенно принадлежит 50% и более. Правила СК требуют, чтобы такие компании проводили официальный публичный конкурс по закупке большинства видов товаров и услуг, с учетом некоторых ограниченных исключений. Закупка определенного ограниченного числа категорий товаров и услуг, а также товаров и услуг, предоставляемых компаниями, подпадающими под действие антимонопольного законодательства Республики Казахстан, проводится путем прямых торгов без проведения тендерных процедур. АО «Самрук-Казына» осуществляет общий контроль над соблюдением требований Правил СК.

Передача прав недропользования

Помимо Преимущественного права государства (согласно статье 71 Закона о недрах), передача недропользователем своих прав недропользования третьему лицу, отчуждение долевого участия в юридическом лице, имеющем право недропользования, и любой залог прав недропользования могут осуществляться только с предварительного согласия МЭМР (в соответствии со статьей 14 Закона о недрах). Решение МЭМР о предоставлении либо об отказе в предоставлении своего согласия обычно принимается в течение 45 дней с момента подачи заявки.

Регулятивная функция компании

Будучи «национальной компанией» в значении, предусмотренном Законом о нефти, Законом о недрах и Постановлением Правительства №248 от 25 февраля 2002 г., Компания имеет право на проведение прямых переговоров с МЭМР по контрактам на недропользование на приоритетной основе без необходимости проведения конкурсных процедур. Таким образом, Компания занимает привилегированное положение в нефтегазовой отрасли Казахстана.

Кроме того, Компания в силу своего статуса «национальной компании» работает с МЭМР в области разработки государственной политики для нефтегазовой отрасли и обеспечения эффективной и рациональной разработки нефтегазовых ресурсов Казахстана. С другой стороны, существует риск возможных исков и судебных разбирательств против Компании из-за ее роли представителя национальных интересов и органа, осуществляющего контроль над исполнением определенных Контрактов на недропользование. В соответствии с Законом о нефти Компания наделена следующими функциями:

участие в разработке стратегии по уровню добычи и дальнейшего
увеличения ресурсной базы нефти и газа;
представление национальных интересов в

контрактах с подрядчиками, осуществляющими нефтегазовые операции, через обязательное долевое участие в таких контрактах в порядке, определенном Правительством Республики Казахстан;

участие в организации тендеров на проведение нефтегазовых операций в Казахстане, включая участки на Каспийском и Аральском морях;

подготовка и реализация новых проектов, связанных с проведением нефтегазовых операций; и

мониторинг и контроль над соблюдением Контрактов на недропользование совместно с соответствующими компетентными государственными органами при условии, что Компания не выполняет контрольно-надзорные функции таких органов;

по решению Правительства, приобретение не менее 50% долевого участия в контрактах на недропользование, связанных с разработкой участков, выставляемых на тендер как инвестиционные проекты.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Ниже приводится общее описание некоторых налоговых вопросов в отношении Облигаций. Эта информация не является полным анализом всех налоговых вопросов в отношении Облигаций. Потенциальным покупателям Облигаций следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно того, законодательство каких стран может быть применимо к приобретению, владению и отчуждению Облигаций, получению вознаграждения, основной и (или) иным суммам по Облигациям, а также последствиям подобного рода действий по налоговому законодательству этих стран. Данный краткий обзор основан на законодательстве, действующем на дату выпуска настоящего Базового проспекта, и подлежит изменению при любом изменении в законодательстве, которое может иметь место после такой даты.

Федеральный подоходный налог США

Далее приводится краткий обзор основных налоговых последствий по федеральному подоходному налогу США в случае приобретения, владения, отчуждения и погашения Облигаций их держателем. В данном обзоре не рассматриваются налоговые последствия по федеральному подоходному налогу для каждого вида Облигаций, которые могут быть выпущены в рамках Программы; дополнительные или измененные раскрытия информации относительно существенных налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США по таким видам Облигаций надлежащим образом будут включены в соответствующие Окончательные условия. Настоящий обзор распространяется только на Облигации, которые рассматриваются в качестве капитальных активов, и не распространяется, за исключением указанных ниже случаев, на те аспекты налогообложения по федеральному подоходному налогу США, которые могут быть применимы к держателям, подпадающим под особые налоговые правила, таким как финансовые организации, страховые компании, инвестиционные трасты по недвижимости, регулируемые инвестиционные компании, доверительные трасты, освобожденные от налогов организации, дилеры и трейдеры ценными бумагами или валютными средствами, держатели Облигаций через товарищество или другое юридическое лицо сквозного налогообложения, держатели Облигаций как часть позиции в стрэддл либо как часть хеджирования, конверсии либо интегрированной сделки для целей федерального подоходного налога США, американские держатели (как определено ниже), обладающие какой-либо функциональной валютой помимо доллара США, или определенные бывшие граждане и долгосрочные резиденты США. Более того, в настоящем обзоре не рассматриваются федеральные налоги США на наследство и дарение, а также налоговые последствия с точки зрения применения альтернативного минимального налога в связи с приобретением, владением или погашением Облигаций, а также не рассматривается налогообложение по федеральному подоходному налогу США в отношении держателей, которые не приобретают Облигации в рамках первичного размещения по их первичной цене размещения.

Настоящий обзор основан на Налоговом кодексе США от 1986 г., с изменениями и дополнениями, существующих и планируемых постановлениях Министерства финансов США, административных постановлениях и судебных решениях, имеющих в наличии и являющихся действительными на дату настоящего документа. Все вышесказанное может подвергнуться изменениям, которые могут иметь ретроактивную силу, либо различным толкованиям, что может повлиять на описанные здесь налоговые последствия. Любое особое налоговое последствие по федеральному подоходному налогу США, касающееся определенного выпуска Облигаций, будет предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.

Для целей настоящего обзора американский держатель – это собственник-бенефициар Облигаций, который для целей федерального подоходного налога США является: (i) гражданином или резидентом США; (ii) корпорацией (либо лицом, рассматриваемым как корпорация в целях федерального подоходного налога США), созданной или учрежденной в США или в штате США,

включая Округ Колумбия, либо согласно законодательству США или любого штата США, включая Округ Колумбия; (iii) наследственной массой, доход по которой, вне зависимости от ее источника, облагается федеральным подоходным налогом США; или (iv) трастом, (1) который законным образом определяет, что он должен рассматриваться как лицо США для целей федерального подоходного налога США или (2) (a) основной контроль над управлением которого может осуществляться судом и (b) по которому одно или более американских лиц имеют полномочия контролировать все существенные решения.

Если держателем Облигаций является товарищество (или иное лицо, рассматриваемое в качестве товарищества для целей федерального подоходного налога США), налогообложение товарищества и участников такого товарищества обычно зависит от статуса участника и деятельности товарищества. Такому участнику или товариществу следует проконсультироваться у своего собственного налогового консультанта относительно возможных последствий.

Неамериканский держатель – это собственник-бенефициар Облигаций, который не является ни американским держателем, ни товариществом (или любым иным лицом, рассматриваемым в качестве товарищества для целей федерального подоходного налога США).

Вам следует получить консультацию у своего собственного налогового консультанта относительно налоговых последствий приобретения, владения или отчуждения Облигаций на федеральном уровне США, на уровне штата, на местном уровне и в иностранных государствах.

Раскрытие информации в соответствии с циркуляром 230 Налогового управления

В соответствии с положениями Циркуляра 230 Налогового управления инвесторы настоящим уведомляются о том, что изложенные в настоящем документе вопросы, касающиеся федеральных налогов США, не предназначены для использования, не были с этой целью написаны и не должны быть использованы налогоплательщиком в целях избежания оплаты штрафов, которые могут быть начислены налогоплательщику в соответствии с Налоговым кодексом США. Указанные вопросы изложены с целью продвижения и маркетинга Облигаций. В зависимости от конкретных обстоятельств налогоплательщикам следует обращаться за консультацией к независимым консультантам по налогам.

Американские держатели

Классификация Облигаций

Данный обзор подготовлен, исходя из характеристики Облигаций как долгового обязательства в целях исчисления федерального подоходного налога США. Однако, потенциальные покупатели Облигаций должны понимать, что при характеристике таких инструментов как Облигации нет четкой ясности, и что у Налогового управления (НУ) не было и не будет запрашиваться решение об определении надлежащей характеристики Облигаций для целей исчисления федерального подоходного налога США. Вполне возможно, что НУ могут объявить о том, что Облигации следует рассматривать не как задолженность Эмитента, а как задолженность Гаранта, либо как собственный капитал Эмитента.

Если в целях исчисления федерального подоходного налога США Облигации будут рассматриваться как собственный капитал Эмитента, то Американский держатель может считаться собственником акций в пассивной иностранной инвестиционной компании (далее - **PFIC**). Применение данного толкования может иметь существенные неблагоприятные налоговые последствия для Американского держателя при исчислении федерального подоходного налога США, включая (наряду с прочими потенциальными существенными неблагоприятными последствиями) уплату процентов вместе с налогом, рассчитанных по максимальной обычной процентной ставке на доход от прироста стоимости, полученный в результате отчуждения Облигаций или от выплаты определенных увеличенных процентных платежей по Облигациям. Если в целях исчисления федерального подоходного налога США Облигации рассматриваются как задолженность Гаранта или как собственный капитал Эмитента, потенциальные покупатели Облигаций должны проконсультироваться у своих консультантов по

налогам о возможных последствиях.

Вознаграждения (проценты)

За исключением изложенного ниже, вознаграждение (проценты), выплачиваемое по Облигациям либо в долларах США, либо в любой другой валюте, составной валюте или корзине валют (далее - **иностранная валюта**), в том числе любые дополнительные суммы, включаются в совокупный доход Американского держателя как доход в виде обычных процентов в соответствии с обычным методом налогового учёта, примененного к Американскому держателю. Кроме того, для целей федерального подоходного налога США проценты по Облигациям, как правило, рассматриваются в качестве дохода из иностранного источника. Ограничение по сумме иностранного налога, которая может быть принята в зачет в США, рассчитывается отдельно по отношению к определенной «корзине» дохода. В этом случае начисляемые по Облигациям проценты обычно относятся к категории «пассивного дохода» или, для определенных Американских держателей, к категории «общего дохода».

Проценты, выплачиваемые в иностранной валюте

Любые проценты, выплачиваемые в иностранной валюте, подлежат включению в совокупный доход Американского держателя в сумме, эквивалентной определенной сумме в долларах США, включая сумму примененного налога, удерживаемого у источника из указанной суммы, независимо от того, была ли иностранная валюта конвертирована в доллары США или нет. Как правило, Американский держатель, который использует кассовый метод ведения налогового учета, должен определять сумму в долларах США, применяя текущий курс обмена валют, установленный на день получения дохода. Американский держатель, который ведет налоговый учет с использованием метода начисления, должен определить сумму дохода в виде начисленных процентов в долларах США с помощью среднего значения валютного курса за период начисления или, по своему усмотрению, с помощью валютного курса, действующего в последний день периода начисления, или валютного курса, действующего на день получения дохода, если такой день выпадает на последние пять дней периода начисления. Американский держатель, который в целях налогового учета пользуется методом начисления, признает прибыль или убыток от курсовой разницы при получении процентного дохода, если курс обмена, действующий на день получения платежа, отличается от курса, использованного при начислении процентов.

Ниже в разделе «Бивалютные Облигации» приводятся дополнительные правила в отношении Облигаций, деноминированных в двух или нескольких валютах, или имеющих одно или несколько условий и деноминированных либо в одной иностранной валюте, либо в двух или нескольких валютах.

Дисконт с номинальной цены при первичном размещении

Американские держатели Облигаций, выпущенных с дисконтом с номинальной цены при первичном размещении (далее – Дисконт), в том числе облигаций с нулевым купоном, подпадают под действие особых правил налогового учета, которые более детально изложены ниже. Американские держатели Облигаций, выпущенных с дисконтом (включая налогоплательщиков, использующих кассовый метод учета) должны помнить, что для целей федерального подоходного налога США, они, как правило (и как это более подробно изложено ниже), должны включать Дисконт в доход по мере его начисления до получения денежных поступлений по этому доходу. При этом Американские держатели таких Облигаций не обязаны будут включать отдельно в доход денежные платежи по Облигациям, даже в виде процентов, если такие платежи не составляют квалифицированный объявленный процент (как определено ниже). Облигации, выпущенные с Дисконтом, далее именуются как «Дисконтные облигации». Как только Эмитент определит, что определенная Облигация будет являться Дисконтной облигацией, об этом будет сообщено в соответствующих Окончательных условиях.

Далее применение Постановлений министерства финансов по вопросам Дисконта или налоговые последствия на федеральном уровне США в отношении инвестиций в долговые

инструменты с условным платежом, рассматриваться не будут. В случае если Эмитент выпускает долговые инструменты с условным платежом, в соответствующих Окончательных условиях будут указаны связанные с этим основные налоговые последствия с точки зрения федерального подоходного налога США.

Ниже в разделе «Дисконтные облигации в иностранной валюте» приводятся дополнительные правила, применимые к Дисконтным облигациям, деноминированным в любой другой в валюте, кроме долларов США, или определяемым со ссылкой на такую валюту.

Для целей федерального подоходного налога США, считается, что Облигация (в том числе беспроцентная облигация), за исключением Облигации сроком действия до одного года или меньше (далее – **Краткосрочная облигация**), выпущена с Дисконтом, если при наступлении срока погашения сумма превышения объявленной цены погашения Облигации над эмиссионной ценой равняется или превышает *малозначительную* сумму (0,25 процентов от объявленной цены погашения Облигации при наступлении срока погашения, помноженные на количество полных лет до срока ее погашения (или, ее средневзвешенный срок погашения, если это Облигация, которая предусматривает другой платеж, помимо объявленного квалифицированного объявленного процента, до наступления срока погашения)). «Эмиссионной ценой» Облигации в каждом конкретном размещении считается первая цена, по которой было реализовано значительное количество размещенных облигаций (за исключением продаж андеррайтеру, брокеру, агенту или оптовику). Термин «квалифицированный объявленный процент» означает объявленный процент, который выплачивается безусловно денежными средствами или в натуральной форме (за исключением долговых инструментов эмитента) не реже чем один раз в год по единой фиксированной ставке или, при наличии определенных условий, на основании одного или нескольких процентных индексов. Проценты, начисляемые по единой фиксированной ставке, выплачиваются лишь в том случае, когда ставка надлежащим образом учитывает продолжительность интервалов между платежами. Если будет установлено, что проценты, начисляемые на определенную Облигацию, не являются квалифицированным объявленным процентом, об этом будет сообщено в соответствующих Окончательных условиях. Если Облигация выпущена с *незначительным* Дисконтом, то, Американский держатель такой Облигации признает такой незначительный Дисконт в качестве дохода (прибыли на капитал), по мере выплаты объявленной основной суммы Облигаций. Сумма такого дохода по отношению к каждой основной сумме будет равна произведению общей суммы Облигаций с *незначительным* дисконтом с дробью, числителем в котором является сумма произведенного основного платежа, а знаменателем является объявленная основная сумма Облигаций.

Некоторые Облигации могут быть погашены до наступления срока их погашения по инициативе Эмитента и (или) держателя. В отношении Дисконтных облигаций, обладающих такими особенностями, могут применяться правила, отличные от общих правил, рассматриваемых в настоящем документе. Лица, имеющие намерение приобрести Дисконтные облигации с такими особенностями, должны внимательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться по этим вопросам со своими консультантами по налогам, поскольку налоговые последствия в отношении Дисконта частично зависят от конкретных условий и особенностей Облигаций.

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, включаемая в доход первоначальным Американским держателем Дисконтных облигаций, представляет собой сумму «ежедневной доли» Дисконта по Облигации за каждый день налогового года или его части, в течение которого указанный Американский держатель владел такой Облигацией (далее – **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 на какой-либо период начисления, представляет

собой сумму превышения, если таковое имеется, (а) произведения скорректированной эмиссионной цены Облигации в начале такого периода начисления на ее доходность на момент погашения (определяемую на основании начисления сложных процентов в конце каждого периода начисления и корректируемую на продолжительность периода начисления) над (б) суммой объявленного квалифицированного процента, относимого на период начисления. Дисконт, относимый на заключительный период начисления, представляет собой разницу между суммой, выплачиваемой при наступлении срока погашения (за исключением оплаты квалифицированного объявленного процента) и скорректированной эмиссионной ценой в начале заключительного периода начисления. При расчете Дисконта для первоначального короткого периода начисления используются особые правила. «Скорректированная эмиссионная цена» Облигации в начале любого периода начисления равняется эмиссионной цене этой Облигации, увеличенной на начисленный Дисконт за каждый предыдущий период начисления (определяется без учета амортизации премии по приобретению или премии по облигации, как определено ниже), и уменьшенной на суммы выплат по указанной Облигации (кроме выплат квалифицированного объявленного процента) до первого дня периода начисления включительно. Согласно этим правилам Американский держатель должен включить в доход увеличивающиеся суммы Дисконта в последующих периодах начисления.

Если Дисконтная облигация является Облигацией с плавающей ставкой, то как «доход на момент погашения», так и «квалифицированный объявленный процент» определяются лишь для расчета начисления Дисконта, как если бы Облигация приносила процентный доход во всех периодах по фиксированной ставке, которая, как правило, равняется ставке, применимой к процентным выплатам по Облигации на дату ее выпуска, или, для конкретной Облигации с плавающей ставкой - по ставке, отражающей ожидаемый разумный доход по Облигации на момент ее погашения. В том случае, когда вознаграждение по Облигации с плавающей ставкой основано на нескольких процентных индексах, или в случае кого-либо рода индексации основной суммы Облигации, могут применяться дополнительные правила. Лица, собирающиеся приобрести Облигации с плавающей ставкой, должны внимательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться со своими консультантами по налогам по поводу налоговых последствий с точки зрения федерального подоходного налога США, возникающих при владении и отчуждении указанных Облигаций.

Американские держатели по своему усмотрению могут рассматривать все проценты, полученные по какой-либо Облигации, как Дисконт и подсчитывать сумму, включаемую в совокупный доход, по описанному выше методу постоянной доходности. В случае применения такого подхода, к процентам относятся объявленный процент, скидка на приобретение, Дисконт, незначительный Дисконт, незначительная рыночная скидка и необъявленный процент с поправкой на амортизируемую премию по приобретению и премию по облигации. В этом случае Американские держатели должны проконсультироваться со своими консультантами по налогам.

Краткосрочные облигации

Согласно положению о Дисконтах в случае с Краткосрочными облигациями все выплаты (в том числе выплаты объявленных процентов) включаются в объявленную цену погашения на момент наступления срока погашения, поэтому в отношении Американских держателей налог, как правило, начисляется на дисконт вместо объявленного процента. Дисконт будет равняться сумме, на которую объявленная цена погашения на момент наступления срока погашения превышает эмиссионную цену Краткосрочной облигации, если только Американский держатель не решит рассчитывать такой дисконт, используя вместо эмиссионной цены налоговую базу. 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 федерального подоходного налога США по методу начислений, и другие отдельные Американские держатели обязаны начислять дисконт по указанным Краткосрочным

облигациям (как обычный доход) прямолинейно, если только они не решат начислять дисконт по методу постоянной доходности на основании ежедневного начисления сложного процента. В том случае, когда 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 момент продажи, обмена или погашения. Кроме того, 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 облигациям, 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 начислений, как изложено в разделе «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте». 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 в размере, определенном таким же образом, как и доход от вознаграждения, полученный держателем по методу начисления, как указано выше в разделе «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте».

Облигации, приобретенные с премией

Считается, что, приобретая Облигации на сумму, превышающую сумму всех платежей по Облигации, производимых после даты ее покупки, за исключением квалифицированного объявленного вознаграждения, Американский держатель приобретает Облигацию с «премией», и от него не требуется включать Дисконт, если таковой имеется, в доход. Как правило, Американский держатель предпочитает амортизировать премию в течение оставшегося срока Облигации по методу постоянной доходности против вознаграждения, подлежащих включению в доход при обычном методе учета Американского держателя. Если речь идет об Облигации, деноминированной в иностранной валюте или определяемой со ссылкой на иностранную валюту, то премия по облигации рассчитывается в единицах иностранной валюты, и уменьшение дохода от вознаграждения за счет амортизируемой премии по облигации производится тоже в единицах иностранной валюты. На тот момент, когда амортизируемая премия по облигации компенсирует доход от вознаграждения, фактическая прибыль или убыток от курсовой разницы (облагаемые налогом как обычный доход или убыток) определяется с учетом разницы между обменным курсом на этот момент и на момент приобретения Облигаций. Решение амортизировать премию по облигации должно быть применимо ко всем облигациям (кроме тех, вознаграждение по которым исключается из совокупного дохода), находящимся у Американского держателя в начале первого налогового года, в отношении которых было принято такое решение, или к облигациям, которые были приобретены Американским держателем позже, при этом такое решение является безотзывным без согласия Налогового управления. При конвертируемом долговом обязательстве амортизация премии ограничивается специальными правилами. Премия по Облигации, принадлежащей Американскому держателю, которым не принимал вышеуказанное решение, приведет к уменьшению прибыли или увеличению убытков, возникающих в результате отчуждения Облигаций.

Продажа, обмен или выкуп

Налоговой базой для Облигации Американского держателя, как правило, является ее стоимость в долларах США (как определено в настоящем 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 квалифицированного

объявленного вознаграждения, и (ii) сумму какой-либо амортизируемой премии по облигации, используемой для уменьшения вознаграждения по Облигации. Долларовая стоимость Облигации, приобретенной за иностранную валюту, как правило, представляет собой долларовое выражение покупной цены на дату покупки или, если это Облигации, которые торгуются на установленном рынке ценных бумаг, как указывается в соответствующих Постановлениях министерства финансов, и которые были приобретены Американским держателем, ведущего налоговый учет по кассовому методу (или Американским держателем, ведущему налоговый учет по методу начислений, который решит так поступить), на дату расчетов по покупке. Обычно Американский держатель учитывает прибыль или убытки от продажи или погашения Облигации в сумме разницы между суммой, полученной от продажи или погашения (за минусом начисленного, но невыплаченного вознаграждения, которое облагается налогом как таковое) и налоговой базой Облигации. Сумма, полученная от продажи или погашения в иностранной валюте, является эквивалентом такой суммы в долларах США на дату продажи или погашения, или, если эти Облигации торгуются 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 примет такое решение), - на день взаиморасчетов по продаже.

Прибыль или убыток, признаваемые от продажи или погашения Облигации (за исключением прибыли или убытков, связанных с Дисконтом или курсовой разницей, которые рассматриваются как обычный доход или убыток) представляет собой доход от прироста капитала или убыток от вложенного капитала, а при владении Облигацией более одного года - долгосрочным доходом от прироста капитала или убытков от вложенного капитала. Прибыль и убыток от курсовой разницы, признаваемые Американским держателем от продажи или погашения Облигации, считаются обычным доходом или убытком. Однако прибыль или убыток от курсовой разницы принимается в расчет лишь в пределах общей фактической прибыли или убытка, реализованного по сделке. Полученные Американским держателем прибыль или убыток от продажи или выкупа Облигации, как правило, считается доходом или убытком от источника в США. Потенциальные инвесторы должны проконсультироваться со своими консультантами по налогам по поводу особенностей зачёта иностранных налогов в случае осуществления такой продажи или погашения Облигаций.

Продажа, обмен или выкуп в иностранной валюте

Налоговая база иностранной валюты, полученная в качестве выплат вознаграждения по Облигации или от продажи или выкупа Облигации, равняется ее стоимости в долларах США на момент получения такого вознаграждения или на момент осуществления такой продажи или выкупа. Как правило, налоговая база в отношении приобретенной иностранной валюты равняется ее стоимости в долларах США на дату покупки. Прибыль или убыток от продажи или отчуждения иностранной валюты (в том числе ее использования для покупки Облигаций или обмена на доллары США), представляет собой обычный доход или убыток, однако, при отчуждении такой валюты на день ее получения (даже в случае изменения ее стоимости до того, как ее получили и распорядились ей), прибыли или убытка от курсовой разницы не должно возникать.

Бивалютные облигации

Облигации Американских держателей, деноминированные в нескольких валютах или имеющие несколько невалютных условий и деноминированные в одной или нескольких иностранных валютах, подпадают под действие особых правил, применимых к «Многовалютным долговым ценным бумагам». Как правило, Держатель обязан использовать «необусловленный метод облигаций» при обозначении валюты Многовалютных долговых ценных бумаг, которая в этих целях будет являться доминирующей валютой Многовалютных долговых ценных бумаг, определяемой Эмитентом. В случае необходимости основные моменты, касающиеся особенностей исчисления федерального подоходно налога США, держателями Бивалютных облигаций, в том числе характеристика

доминирующей валюты описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Индексированные облигации и облигации с условными платежами

Налоговые последствия для держателя Индексированной облигации, выпущенной взамен досрочно погашенной Индексированной облигации, выручка от продажи которой используется для выплаты вознаграждения по другим облигациям, или Облигации с условными платежами зависят от различных факторов, в том числе специального индекса или индексов, используемых для определения выплат по такой Облигации, а также от суммы и сроков каких-либо безусловных выплат по такой Облигации. В случае необходимости основные моменты, касающиеся особенностей исчисления федерального подоходного налога США держателями таких Облигаций, описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Прочие облигации

В случае необходимости основные аспекты исчисления федерального подоходного налога США держателями Облигаций с высоким вознаграждением, Облигаций с низким вознаграждением, Облигаций с растущей ставкой купона, Облигации с понижающейся ставкой купона, обратных бивалютных Облигаций, бивалютных Облигаций с правом досрочного погашения, частично оплаченных Облигаций и других видов Облигаций, которые Эмитент, Доверительный управляющий и какой-либо Дилер или Дилеры договорятся выпустить в рамках Программы, описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Отчеты по сделкам, подлежащим уведомлению

Согласно отдельным Постановлениям министерства финансов США, Американские держатели, участвующие в «сделках, подлежащих уведомлению» (согласно определению, данному в постановлениях), должны приложить к своим декларациям по федеральному подоходному налогу США заявление о раскрытии информации, подготовленному по форме 8886. Американские держатели должны уточнить у своих налоговых консультантов возможные обязательства 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 Облигаций иным способом.

Неамериканские держатели

Согласно действующему в настоящее время федеральному закону о 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 подоходным 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 выкупа 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 выкуп, 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 по обязательству, и на выручку от продажи или погашения обязательства, полученную отдельными некorporативными держателями Облигаций, являющимися гражданами США. Требование о предоставлении информации обычно относится к выплатам основной суммы и вознаграждения по обязательству, а также к выручке от продажи 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 другие отдельные лица). Плательщик обязан удержать резервный налог, удерживаемый у источника дохода, с выплат по Облигациям, произведенных на территории США 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 или произведенных американским плательщиком, или американским посредником, держателю Облигаций, который не является гражданином 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. Ставка резервного налога, удерживаемого у источника дохода, составляет 28 процентов по налоговым годам до 2010 года включительно.

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 предоставлена в Налоговое управление.

Недавно принятый закон, влияющий на Раскрытие информации по Облигациям гражданами США

18 марта 2010 г. вступил в силу Закон, в целом налагающий новые обязательства по раскрытию доходов в США (и определяющий штрафы за нераскрытие) на граждан США, которые владеют определенными иностранными финансовыми активами. Инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своими советниками по налогам касательно возможных последствий, которые этот недавно принятый закон может оказать на их инвестиции в Облигации.

Вышеизложенный обзор не представляет собой полный анализ всех налоговых последствий владения Облигациями. Потенциальным покупателям Облигаций следует проконсультироваться у своих налоговых консультантов о налоговых последствиях в их конкретных случаях.

Налогообложение в Казахстане

По действующему в настоящее время казахстанскому законодательству выплаты основной суммы или вознаграждения по Облигациям 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 (место 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 казахстанские налоги из таких выплат не удерживаются. Вознаграждение, выплачиваемое Эмитентом 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.

Кроме этого, доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не облагается казахстанским подоходным налогом или налогом на прибыль. Любая прибыль, полученная Казахстанскими держателями в отношении Облигаций, которые на дату продажи входят в официальный список фондовой биржи, действующей на территории Казахстана, и которые проданы посредством открытого аукциона на фондовой бирже, не облагается казахстанским подоходным налогом.

Выплаты вознаграждения Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 15 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения. С выплат процентов по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированным в странах с льготным налоговым режимом (напр. Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерия, Мальта, Аруба и т.д.) (список которых утверждается Правительством Республики Казахстан), удерживается казахстанский налог по ставке 20 процентов. Выплаты вознаграждения Казахстанским держателям по Гарантии, кроме казахстанских инвестиционных фондов и других отдельных лиц, могут облагаться налогом у источника по ставке 15 процентов (10 процентов для юридических лиц с 1 января 2014 года). В Тростовом договоре и Гарантии Гарант соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Тростовом договоре) в отношении таких удержаний, с учетом отдельных исключений, изложенных в Условии 8 (Налогообложение) Условий выпуска облигаций. Выплаты Гарантом Держателю облигаций, имеющему право на налоговые льготы по договору об избежании двойного налогообложения с Казахстаном, могут облагаться налогом у источника по льготной ставке

Директива ЕС о налогообложении сбережений

Согласно Директиве ЕС о налогообложении сбережений 2003/48/ЕС Страны-участники должны предоставить налоговым органам других Стран-участников информацию о назначении платежей по процентам (или аналогичным доходам), произведенных одним лицом в своей юрисдикции другому физическому лицу, являющемуся резидентом другой такой Страны-участницы. Однако, в переходный период Бельгия, Люксембург и Австрия должны вместо этого (если они не решат поступить иначе в течение указанного периода) применять систему удержаний в отношении таких платежей (при этом окончание такого переходного периода будет зависеть от заключения определенных соглашений относительно обмена информации с отдельными другими странами). Ряд стран и территорий, не входящих в состав ЕС, в том числе Швейцария, приняли подобные системы (для Швейцарии - это система удержаний).

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, а также в отношении приобретения, владения или отчуждения Облигаций. Настоящий обзор не ставит целью охватить все возможные налоговые аспекты или последствия, 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 настоящего 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 в Эмитенте («aanmerkelijk

belang»). Считается, что держатель Облигации имеет значительное участие в 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 Эмитентом по Облигациям, 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 Эмитентом или его аффилированным лицом.

Корпоративный подоходный налог и индивидуальный подоходный налог

Резиденты 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 следующим ставкам 2010 года: 20 процентов на доход до 200 000 евро; 25,5 - на доход свыше 200 000 евро).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, резидентом Нидерландов или считается таковым для целей голландского корпоративного подоходного налога (включая частного держателя-нерезидента, который предпочел применить правила голландского Закона о подоходном налоге 2001 года, поскольку они распространяются на резидентов Нидерландов), то доход, полученный от имеющихся у него Облигаций, и доход от прироста стоимости, возникший при отчуждении имеющихся у него Облигаций, облагаются налогом по прогрессирующей ставке (не более 52,0 процентов), если:

- (i) у держателя имеется предприятие или доля участия в предприятии, к которому относятся Облигации; или
- (ii) считается, что держатель осуществляет деятельность в отношении Облигации, которая выходит за рамки обычного управления активами («normal vermogensbeheer»).

Если вышеуказанные условия (i) или (ii) не относятся к частному держателю Облигаций, такой держатель будет ежегодно облагаться налогом на номинальный доход в размере 4,0 процентов от средней чистой стоимости имеющихся у него Облигаций по фиксированной ставке 30,0 процентов (эффективная ставка налогов составляет 1,2 процента), независимо от того, был или не был получен доход в виде процентов или фактически получен доход от прироста стоимости. Вышеуказанный подоходный налог применяется в отношении частного держателя Облигаций лишь в том случае, когда будут превышены определенные пороговые значения.

Нерезиденты Нидерландов

Голландское налогообложение на доход или прирост капитала не применяется в отношении держателя Облигации, получающего доход от Облигации и реализующего прибыль от распоряжения или подразумеваемого распоряжения Облигацией, если:

такой держатель не является и не считается резидентом Нидерландов или, в случае с физическим лицом, если он предпочел применить правила голландского Закона о подоходном налоге 2001, которые распространяются на резидентов 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 не имеет доли участия в предприятии в Нидерландах, кроме как в виде ценных бумаг.

Доход держателя Облигации не будет облагаться в Нидерландах только лишь в силу подписания, передачи и (или) принудительного исполнения Облигаций или выполнения Эмитентом 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, при том, 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, имеющее голландское гражданство, 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 приведения в исполнение иностранного судебного решения в судах Нидерландов) Облигаций или выполнения обязательств Эмитента по Облигациям, или в связи с этим. Также не подлежит уплате в Голландии налог на добавленную стоимость в отношении выплат в счет эмиссии Облигации, выплат вознаграждения или основной суммы по Облигации или в отношении передачи Облигации.

Отдельные аспекты Закона о пенсионном обеспечении

Законом о пенсионном обеспечении США 1974 года с изменениями и дополнениями (далее - **ERISA**) предусматриваются определенные требования в отношении «планов льгот, предоставляемых работодателями» (согласно определению, приведенному в Законе о пенсионном обеспечении) с учетом положений Главы I указанного закона, распространяющихся, в том числе на такие организации, как коллективные инвестиционные фонды и отдельные счета, чьи базовые активы включают в себя активы указанных планов (далее совместно – **Пенсионные планы**), а также на лиц, которые являются доверительными управляющими в отношении таких Пенсионных планов.

Статьей 406 Закона о пенсионном обеспечении и статьей 4975 Налогового кодекса США 1986 года с изменениями и дополнения (далее – **Кодекс**) запрещаются определенные сделки с участием активов Пенсионных планов (статья 4975 Кодекса также предусматривает запрет в отношении отдельных планов, которые не подпадают под действие положений Главы I Закона о пенсионном обеспечении, но которые подпадают под действие статьи 4974 Кодекса, как, например, индивидуальные пенсионные счета (далее совместно с Пенсионными планами и организациями, чьи базовые активы включают в себя активы Пенсионных планов и (или) планы, подпадающие под действие статьи 4975 Кодекса – **Планы**), и отдельных лиц (именуемых «заинтересованные стороны» или «дисквалифицированные лица»), имеющих определенное отношение к таким Планам, если только такие сделки не подпадают под законодательные или административные исключения. Заинтересованная сторона или дисквалифицированное лицо, участвующее в запрещенной сделке, может облагаться акцизным налогом и прочими штрафами и обязательства в соответствии с Законом о пенсионном обеспечении и статьей 4975 Кодекса.

Хотя данный вопрос и не лишен неопределенности, приобретение и владение Облигациями посредством Планов может привести к тому, что базовые активы Эмитента могут рассматриваться как «активы плана» таких Планов для целей положений Закона о пенсионном обеспечении и статьи 4975 Кодекса, и на деятельность Эмитента будут распространяться ограничения, относящиеся к запрещенным сделкам, указанным в настоящем документе. Следовательно, будет считаться, что каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного участия в них заверяет и гарантирует, что на момент покупки и в течение периода владения такими Облигациями или бенефициарного участия в них (i) он не является Планом и (ii) он не продаст и не передаст каким-либо иным образом ни одну из таких Облигаций или участия в них другому лицу, не получив при этом от такого лица аналогичные заверения и гарантии.

ВЫШЕИЗЛОЖЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЛИШЬ ОБЗОР ОПРЕДЕЛЕННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРИ ИНВЕСТИРОВАНИИ В ОБЛИГАЦИИ И НЕ СЧИТАЕТСЯ ПОЛНЫМ ОБЗОРОМ. ПРЕЖДЕ ЧЕМ ИНВЕСТИРОВАТЬ СРЕДСТВА В ОБЛИГАЦИИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ ПО ЮРИДИЧЕСКИМ, НАЛОГОВЫМ И ФИНАНСОВЫМ ВОПРОСАМ 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) если это Облигации, регулируемые Положением S - Глобальной облигацией, депонированной и зарегистрированной на имя назначенного лица единого депозитария систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и (ii) если это Облигации, регулируемые Правилom 144A - Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, сданной на хранение кастодиану DTC и зарегистрированной на имя компании «Cede & Co.» как номинального держателя DTC.

Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно лишь через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург). См. раздел **«Процедура ведения учета по Глобальным облигациям»**. Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, такой покупатель, помимо прочего, заверяет, что он не является гражданином 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 Основного 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 Основной платежной агент должен сообщить каждому такому Дилеру, когда будет сделано такое подтверждение соответствующими Дилерами (далее – **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 оффшорной операции в соответствии с Правилom 903 или Правилom 904 Положения S. См. раздел **«Ограничения по передаче»**. Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, можно лишь через DTC. См. раздел **«Процедура ведения учета по Глобальным облигациям»**. Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, такой покупатель, помимо прочего, ручается, что, если он является гражданином США (в рамках определения этого термина, данного в Положении S), то он является Квалифицированным институциональным покупателем (далее - **КИП**), который в свою очередь является квалифицированным приобретателем (далее – **КП**), и что, если в будущем он решит передать бенефициарное участие, то он его передаст в соответствии с процедурой и ограничениями, указанными в Агентском соглашении. См. раздел **«Ограничения по передаче»**.

В отношении бенефициарного участия в каждой Глобальной облигации существуют определенные ограничения по передаче, указанные в настоящем документе и в Агентском соглашении, и ограничения в отношении Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, указанные в Правиле 144A, при этом на Облигациях, регулируемых Правилom 144A, делается надпись с указанием таких ограничений, как указано в разделе **«Ограничения по передаче»**.

Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, переданное лицу, которым такая передача был принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, после такой передачи перестает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и, следовательно, подпадает под действие всех ограничений и прочих процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Правилom 144A, на протяжении всего времени, пока остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, переданное лицу, которым такая передача была принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, после такой передачи перестает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и,

следовательно, подпадает под действие всех ограничений и прочих процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Положением S, на протяжении всего времени, пока 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 (далее – **Документарная облигация**). 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 Основным 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 Основного 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 должна быть газета «*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.
- **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 (опцион «колл») 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 облигаций.** Любой предусмотренный Условиями Опцион на продажу (опцион «пут») может быть исполнен держателем Глобальной облигации (i) путем направления в адрес Эмитента уведомления в такие сроки, относящиеся к хранению Облигаций, как указано в Условиях, и в такой форме, которую можно получить от Платежного агента, Регистратора или 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 одновременной передачи Глобальной облигации на хранение Регистратору или Трансфер-агенту в установленном им офисе.

Обмен на Документарные облигации

Обмен

Регистрация права собственности на Облигации, изначально представленные Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144A, на любое другое имя, кроме DTC, или депозитария-преемника или одну из предложенных ими кандидатур, запрещается, за исключением случаев, когда депозитарий уведомляет Эмитента о том, что он больше не желает или не может должным образом выполнять свои обязательства в качестве депозитария Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, или прекращает быть «клиринговым агентом», зарегистрированным в соответствии с Законом о торговле ценными бумагами США 1934 года с изменениями и дополнениями, или что он больше не имеет права действовать в таком качестве, а Эмитент не может найти квалифицированного преемника в течение 90 дней со дня 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 Документарную облигацию.

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), разрешается 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 Документарную облигацию.

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 Трастовому договору.

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 Гаранта (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 и Регистратором для заключительного оформления и вручения этих Облигаций, и (б) лишь в случае с Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144А – полностью оформленное и подписанное свидетельство о том, что держатель, совершающий обмен, на момент обмена не передает свое участие, или, в случае одновременной продажи согласно условиям Правила 144А – свидетельство о том, что передача совершается с соблюдением положений Правила 144А в пользу КИП, которые в свою очередь являются КП. На Документарных облигациях, выпущенных в обмен на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, должна быть сделана надпись, наносимая при такой передаче в соответствии с Правилom 144А, как указано в пункте «***Ограничения по передаче***».

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 по передаче***», или по специальному запросу об удалении надписи на Документарной облигации, регулируемой Правилom 144А, Эмитент вручает лишь такие Документарные облигации, регулируемые Правилom 144А, на которых есть указанная надпись, или отказывается исключить такую надпись, в зависимости от обстоятельств, если только Эмитенту, Гаранту и Регистратору не будет представлено достаточное доказательство (которое может включать в себя юридическое заключение, которое может быть затребовано Эмитентом или Гарантом) того, что ни надпись, ни указанные в ней ограничения по передаче не требуется для того, чтобы обеспечить соблюдение положений Закона о ценных бумагах и Закона об инвестиционных компаниях.

Процедура ведения учета по Глобальным облигациям

В отношении каждой Серии Облигаций, подтверждаемых как Глобальной облигацией, регулируемой Правилom 144А, так и Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, должны быть установлены механизмы междепозитарного взаимодействия между ДТС, системами Euroclear и Clearstream (Люксембург), позволяющие осуществлять первичное размещение Облигаций и их международную передачу в рамках вторичного обращения Облигаций. См. «***Бездокументарное владение - Расчеты и передача облигаций***».

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 депо участников системы депозитария. Косвенный доступ к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) имеется и у других организаций, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с держателями счетов одной из систем. Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) оказывают

разные виды услуг, в том числе хранение, администрирование, клиринг и расчеты по международным ценным бумагам, а также операции по ссуде и займу ценных бумаг. Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) также работают с местными рынками ценных бумаг в разных странах путем установления депозитарных и кастодиальных отношений. Созданный между Euroclear и Clearstream (Люксембург) междепозитарный мост использует технологию электронного документооборота и дает возможность клиентам этих депозитариев осуществлять расчеты по сделкам. В число клиентов этих систем входят всемирные финансовые организации, в том числе андеррайтеры, брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании и клиринговые корпорации. Инвесторы могут владеть своими долями участия в Глобальных облигациях напрямую через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), если они имеют счета (далее – **Прямые участники**), или косвенно (далее – **Косвенные участники**, а совместно с Прямыми участниками – **Участники**) через организации, которые имеют счета в этих системах.

DTC (Депозитарная трастовая компания)

DTC сообщает Эмитенту следующее: DTC является трастовой компанией ограниченного назначения, созданной в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, «банковской организацией» согласно законодательству штата Нью-Йорк, членом Федеральной резервной системы США, «клиринговой корпорацией» в рамках определения этого термина в Унифицированном коммерческом кодексе 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 учетных записей по счетам депо участников в системе депозитария, исключая, таким образом, 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 прямым или косвенным образом.

Инвесторы могут иметь участие в Глобальных облигациях, регулируемых по Правилу 144А, напрямую через DTC, если это Прямые участники системы DTC, или, если это Косвенные участники, через организации, которые являются Прямыми участниками этой системы.

DTC сообщает Эмитенту о том, что ею будут совершены какие-либо действия, которые могут быть совершены держателем Облигации, лишь по указанию одного или нескольких Прямых участников и лишь в отношении такой части совокупной основной суммы соответствующих Глобальных облигаций, регулируемых Правилем 144А, в отношении которой было дано указание таким Участником или Участниками. Однако, в случаях, предусмотренных в разделе «Обмен на Документарные облигации», DTC уступает соответствующие Глобальные облигации, регулируемые Правилем 144А, в обмен на отдельные Документарные облигации, регулируемые Правилем 144А (с надписью, наносимой при передаче в соответствии с условиями Правила 144А).

Бездокументарное владение

Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург)

На Глобальной облигации, регулируемой Положением S, которая представляет Облигации, регулируемые Положением S, какой-либо Серии ставится Международный идентификационный номер акции (ISIN) и Обычный код, и такая облигация регистрируется на имя номинального держателя систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и депонируются в единый депозитарий от имени этих систем.

DTC

На Глобальной облигации, регулируемой Правилем 144А, которая представляет Облигации,

регулируемые Правилom 144А, любой Серии проставляется номер, присвоенный ценной бумаге Комитетом по присвоению стандартных номеров и кодов (CUSIP), если не предусмотрено иное, и такая облигация регистрируется и передается на хранение кастодиану от лица «Cede & Co.» как номинального держателя системы 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 и Clearstream (Люксембург) или DTC как держатель Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, должно обращаться исключительно к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) или DTC, в зависимости от обстоятельств, с целью получения доли в каждой оплате, произведенной Эмитентом держателю такой Глобальной облигации, а также по поводу любых других прав, возникающих из Глобальной облигации, при условии соблюдения соответствующих правил и процедур, установленных системой Euroclear и Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от обстоятельств). Эмитент рассчитывает на то, что после получения платежей по Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, единый депозитарий, в котором хранится такая облигация, или номинальный держатель, на чье имя она зарегистрирована, немедленно зачисляет на счета соответствующих участников или держателей счета в соответствующей клиринговой системе платежи на сумму, пропорциональную их соответствующему бенефициарному участию в основной сумме соответствующей Глобальной облигации, как указано в учетной документации клиринговой системы или назначенного ее лица. Эмитент также рассчитывает на то, что выплаты, произведенные Прямыми участниками клиринговой системы в пользу собственников бенефициарного участия в Глобальной облигации, хранящейся в клиринговой системе через таких Прямых участников, регулируются постоянно действующими инструкциями и общепринятой практикой. За исключением вышеизложенного, такие лица не должны напрямую предъявлять претензии к Эмитенту или Гаранту в отношении выплат, причитающихся по Облигациям в течение всего времени, пока Облигации подтверждаются Глобальной облигацией, и обязательства Эмитента считаются исполненными в момент выплаты, произведенной в адрес зарегистрированного держателя (в зависимости от обстоятельств) такой Глобальной облигации в отношении каждой суммы, уплаченной таким образом. Ни Эмитент, ни Гарант, ни Доверительный управляющий или Агент не несут ответственности или обязательства 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 каких-либо записей относительно такой доли участия.

Расчеты и передача Облигаций

С учетом правил и процедур каждой применимой клиринговой системы, покупки Облигаций, хранящихся в клиринговой системе, должны осуществляться Прямыми участниками или через них, при этом такие Облигации будут зачислены на счета Прямых участников в учетных записях клиринговой системы. При этом доля участия каждого фактического покупателя такой Облигации (далее – **Бенефициарный собственник**) в свою очередь отражается в учетных записях Прямых и Косвенных участников. Бенефициарные собственники не получают от клиринговой системы письменное подтверждение о совершенной ими покупке, но предполагается, что они должны получить письменные подтверждения с подробным описанием сделки, а также периодические отчеты по их владениям, от Прямого или Косвенного участника, через которых была заключена сделка таким Бенефициарным собственником.

Передача доли участия в Облигациях, находящихся в клиринговых системах, осуществляется путем учетной записи по счету Участников, действующих от лица Бенефициарных собственников. При этом Бенефициарные собственники не получают сертификаты, подтверждающие их долю участия в таких Облигациях, за исключением случаев и пока участие в Глобальной облигации, находящейся в клиринговой системе, будет заменено на Документарные облигации.

Клиринговой системе не известно, кто является фактическими Бенефициарными собственниками Облигаций, находящихся у них, а учетные записи по ним отображают лишь

личность Прямых участников, на чьи счета зачисляются такие Облигации, и которые могут являться или не являться бенефициарными собственниками. Участники продолжают нести ответственность за ведение учета своих владений от лица своих клиентов. Процедура направления уведомлений и прочей корреспонденции клиринговыми системами в адрес Прямых участников, Прямыми участниками в адрес Косвенных участников, и Прямыми и Косвенными участниками в адрес бенефициарных собственников, регулируется согласно достигнутой между ними договоренности, при условии соблюдения действующих на тот момент законодательных и нормативных требований.

Законодательством определенных стран может предусматриваться необходимость физической доставки ценных бумаг в определенной форме конкретным лицами. Следовательно, возможность передачи участия в Глобальной облигации таким лицам может быть ограничена. Поскольку DTC может действовать лишь от лица Прямых участников, которые в свою очередь действуют от лица Косвенных участников, возможности лица, имеющего участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, передать свое участие в залог физическим или юридическим лицам, не участвующим в DTC, или предпринять какие-либо иные действия в отношении этого участия, могут быть ограничены вследствие отсутствия физического сертификата, подтверждающего данное участие

Торги между участниками Euroclear или Clearstream (Люксембург)

Продажи на вторичном рынке бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в системах Euroclear или Clearstream (Люксембург), покупателям бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в Euroclear или Clearstream (Люксембург), осуществляются в соответствии с обычными правилами и регламентом систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), а расчеты по ним производятся с использованием процедур, применимых к обыкновенным еврооблигациям.

Торги между участниками DTC

Продажи бездокументарного участия в Облигациях на вторичном рынке между участниками DTC осуществляются обычным способом в соответствии с правилами DTC, а расчеты по ним производятся с использованием процедур, применимых к американским корпоративным долговым обязательствам в системе расчетов DTC «день в день» для платежей, производимых в долларах США, или без оплаты, для платежей, производимых не в долларах США. Если платеж не был осуществлен в долларах США, необходимо организовать другой платеж за пределами DTC между участниками DTC.

Торги между продавцом DTC и покупателем Euroclear и Clearstream (Люксембург)

При снятии бездокументарного участия в Облигациях со счета участника DTC, владеющего бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144A, и зачислении его на счет держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), желающего приобрести бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском договоре), участник DTC направляет в DTC распоряжение о совершении передачи соответствующему держателю счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) до 12 часов по Нью-Йоркскому времени, в день расчета. Участник DTC и соответствующий держатель счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) должны отдельно договориться об осуществлении расчетов. В день оплаты, 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 объем Облигаций, зарегистрированных на имя лица, назначенного единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Положением S. Бездокументарное участие доставляется без оплаты в системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от обстоятельств, и зачисляется на счет соответствующего

держателя счета в первый рабочий день, следующий за расчетным днем.

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 бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском договоре), участник Euroclear или Clearstream (Люксембург) направляет распоряжение в Euroclear или Clearstream (Люксембург) о совершении доставки без оплаты к 19:45 Брюссельского или Люксембургского времени, за один рабочий день до расчетного дня. В свою очередь Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от обстоятельств, дает соответствующее распоряжение единому депозитарию систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и Регистратору осуществить доставку на счет участника DTC в расчетный день. В зависимости от обстоятельств, участник DTC и соответствующий держатель счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) должны отдельно договориться об осуществлении платежа. В расчетный день единый депозитарий систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) (а) дает соответствующее распоряжение кастодиану Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, который, в свою очередь, доставляет такое бездокументарное участие в Облигации без оплаты на соответствующий счет участника DTC и (b) 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 144А.

Хотя Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC договорились о вышеизложенных процедурах в целях обеспечения перевода бенефициарного участия в Глобальных облигациях между участниками Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC, они не обязаны осуществлять или продолжать осуществление этих процедур, и указанные процедуры могут быть прекращены в любое время. Ни Эмитент, ни Гарант, ни Доверительный управляющий или какой-либо Агент не несут ответственности за исполнение системами Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC или их соответствующими Прямыми или Косвенными участниками своих обязательств согласно правилам и процедурам, регулирующим их деятельность.

Расчеты по торгам до эмиссии

Предполагается, что доставка Облигаций должна осуществляться против оплаты к дате завершения, что может составлять более трех рабочих дней со дня установления цены. Согласно Правилу 15с61 Закона о ценных бумагах и биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке США должны производиться в течение трех рабочих дней (Т + 3), если между участниками торговой сделки прямо не оговорено иное. Следовательно, покупатели, желающие произвести торговые сделки по Облигациям в США, в день установления цены или на следующий рабочий день в течение трех дней до соответствующей даты завершения, должны (в силу того, что изначально расчет по Облигациям будет сделан за рамками схемы Т +3) указать альтернативную схему оплаты на момент совершения такой торговой сделки, чтобы избежать неосуществления расчетов. В разных странах порядок расчетов может быть разным, и этот порядок может повлиять на покупателей Облигаций. Поэтому, покупая Облигации в период между соответствующей датой установления цены и датой завершения, покупатели должны проконсультироваться у своих консультантов.

ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ

Облигации, регулируемые Правилom 144А

Каждый приобретатель бенефициарного участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилom 144А, принимая вручение настоящего Базового проспекта и Облигаций, считается

заявившим, согласившимся и подтвердившим, что:

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, (c) не является структурой, реализующей план надления работников ценными бумагами по их выбору, подобный плану 401(k), (d) приобретает такие Облигации от своего имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, (e) не сформирован в целях инвестирования в Облигации Эмитента, и (f) осведомлен, и каждому бенефициарному собственнику таких Облигаций было сообщено, что продажа таких Облигаций ему производится на основании Правила 144А.

Он (а) вместе с каждым лицом, от имени которого он производит покупку, будет владеть правами и передавать бенефициарное участие на Облигацию, регулируемую Правилom 144А, в размере основной суммы не менее 100 000 долларов США и (b) предоставит любым последующим приобретателям 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.

Он понимает, что Облигации, регулируемые Правилom 144А, не были или 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, приобретающему такие Облигации от своего собственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144А, на основную сумму не менее 100 000 долларов США или (b) не гражданину США в зарубежной сделке 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.

Он понимает, что Эмитент вправе в обязательном порядке потребовать от любого бенефициарного собственника Облигаций, регулируемых Правилom 144А, являющегося гражданином США и не являющегося КИП и КП, продать свою долю в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, или может продать такую долю от имени такого собственника. Эмитент вправе отказаться от учета передачи доли в Облигациях, регулируемых Правилom 144А, гражданину США, не являющемуся КИП и КП.

Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемые Правилom 144А, представляет собой заверение и гарантию с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них (а) он не является «инвестором в рамках плана льгот, предоставляемых работодателем», как определено в статье 3(42) ERISA, и (b) он не продаст и не осуществит иную передачу какой-либо такой Облигации или доли в ней любому лицу, не получив предварительно такие же заверения и гарантии от этого лица.

Он понимает, что на Облигации, регулируемые Правилом 144А (и любые отдельные Сертификаты Облигаций, выпущенные в их отношении), если иное не согласовано между Эмитентом и Доверительным управляющим в соответствии с применимым правом, будет нанесена надпись следующего содержания:

НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ НЕ БЫЛА И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНА СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 Г. (ДАЛЕЕ - **ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ**) ИЛИ В КАКОМ-ЛИБО УПОЛНОМОЧЕННОМ ОРГАНЕ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА ИЛИ ИНОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ - **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 (ДАЛЕЕ - **КИП**), И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ (ДАЛЕЕ - **КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПОКУПАТЕЛЬ**) В ЗНАЧЕНИИ РАЗДЕЛА 2(a)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА (ДАЛЕЕ - **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 100 000 ДОЛЛАРОВ США ИЛИ (2) ЛИЦАМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ ГРАЖДАНАМИ США, В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ - **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 ПРИОБРЕТАТЕЛЯ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ. ПЕРЕДАЧА В НАРУШЕНИЕ УКАЗАННЫХ ВЫШЕ ОГРАНИЧЕНИЙ НЕ БУДЕТ ИМЕТЬ СИЛЫ, БУДЕТ ИЗНАЧАЛЬНО НИЧТОЖНОЙ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ ПРИОБРЕТАТЕЛЮ 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 ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ; (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 ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ; (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 100 000 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. СОБСТВЕННИК-ВЫГОДОПРИОБРЕТАТЕЛЬ 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 ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, 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 ГРАЖДАНИНУ США, ПРИОБРЕТАЮЩЕМУ НАСТОЯЩУЮ ОБЛИГАЦИЮ В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЕМ S, ИЛИ (В) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ СОБСТВЕННИК-ВЫГОДОПРИОБРЕТАТЕЛЬ 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 ПРОЦЕНТАМ РАЗМЕРА ЕЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ, ИЛИ (Z) ЕЕ СПРАВЕДЛИВОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ. ЭМИТЕНТ ВПРАВЕ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УЧЕТА ПЕРЕДАЧИ ДОЛИ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ГРАЖДАНИНУ 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 ИЛИ ЛЮБОГО УЧАСТИЯ В НЕЙ ЗАЯВЛЯЕТ И ГАРАНТИРУЕТ, ЧТО ПОКА ЕМУ ПРИНАДЛЕЖИТ НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ ИЛИ КАКАЯ-ЛИБО ДОЛЯ В НЕЙ, НА МОМЕНТ ТАКОГО ПРИОБРЕТЕНИЯ И НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ПЕРИОДА ВЛАДЕНИЯ ТАКОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ (I) ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ **«ИНВЕСТОРОМ В РАМКАХ ПЛАНА ЛЬГОТ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫХ РАБОТОДАТЕЛЕМ»** (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В РАЗДЕЛЕ 3(42) ЗАКОНА США О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ 1974 Г., С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ (ДАЛЕЕ - ERISA)) И (2) ОН НЕ ПРОДАСТ И НЕ ОСУЩЕСТВИТ ИНУЮ ПЕРЕДАЧУ КАКОЙ-ЛИБО ТАКОЙ ОБЛИГАЦИИ ИЛИ КАКОЙ-ЛИБО ДОЛИ В НЕЙ ЛЮБОМУ ЛИЦУ, НЕ ПОЛУЧИВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО АНАЛОГИЧНЫЕ ЗАВЕРЕНИЯ И ГАРАНТИИ ОТ ЭТОГО ЛИЦА.

ЭМИТЕНТ МОЖЕТ В ОБЯЗАТЕЛЬНОМ ПОРЯДКЕ ПОТРЕБОВАТЬ ОТ КАЖДОГО БЕНЕФИЦИАРНОГО ДЕРЖАТЕЛЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ПЕРИОДИЧЕСКИ ПОДТВЕРЖДАТЬ, ЧТО ТАКОЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ЯВЛЯЕТСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ.

Он подтверждает, что Эмитент, Гарант, 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 действительности, он незамедлительно известит об этом Эмитента, Гаранта 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 исключительное 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.

Он понимает, что Облигации, регулируемые Правилom 144А, будут подтверждаться Глобальной облигацией согласно Правилу 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 Правилom 144А, он будет обязан предоставить Агенту по передаче письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов о ценных бумагах.

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:

Он является или будет на момент приобретения Облигаций, регулируемых Положением S, бенефициарным собственником таких Облигаций, регулируемых Положением S, и (а) и он не является гражданином 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.

Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (а) в соответствии с Правилom 144А лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, которое также представляет собой КП, приобретающему такие Облигации от своего собственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилom 144А, на основную сумму не менее 100 000 долларов США или (b) не гражданину США в зарубежной сделке 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

Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, будут подтверждаться Глобальной облигацией, регулируемой 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 Агенту по передаче письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов о ценных бумагах.

Он подтверждает, что Эмитент, Гарант, 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 Эмитента, Гаранта и Дилеров. Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве фидуциария или агента одного или нескольких лиц-инвесторов, он заверяет, что он имеет исключительное право инвестирования по своему усмотрению в отношении каждого из этих лиц, и что он обладает всеми полномочиями для дачи вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого из этих лиц.

Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемые Положением S, представляет собой заверение и гарантию с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них (а) он не является и не будет «инвестором в рамках плана льгот, предоставляемых работодателем», как определено в разделе 3(42) ERISA, и (b) он не продаст и не осуществит иную передачу какой-либо такой Облигации или доли в ней любому лицу, не получив предварительно такие же заверения и гарантии от этого лица.

ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться Эмитентом в пользу одной или нескольких из следующих компаний: «Citigroup Global Markets Limited», «Credit Suisse Securities (Europe) Limited», «HSBC Bank Plc.», «J.P. Morgan Securities Ltd.», «The Royal Bank of Scotland plc» и любым другим Дилерам, назначенным по условиям Дилерского соглашения (как определено ниже). Договоренности, согласно которым Облигации могут периодически согласовываться к продаже Эмитентом Дилерам и покупке Дилерами, изложены в дилерском соглашении от 18 июня 2008 г., с дополнениями, внесенными первым дополнительным дилерским соглашением от 8 июля 2009 г. и вторым дополнительным дилерским соглашением от 15 апреля 2010 г. с дальнейшими периодическими дополнениями, изменениями или в новой редакции (далее - **Дилерское соглашение**), заключенном между Эмитентом, Гарантом, Соорганизаторами 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 Эмитентом и Гарантом 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.

Соорганизаторы заключили соглашение о консультировании с компанией «Скай Бридж Файнэнс Лтд.» (Sky Bridge Finance Ltd.) (далее - **Sky Bridge**) согласно которому «Sky Bridge» получит согласованный гонорар от Соорганизаторов за предоставление определенных консультационных услуг Соорганизаторам в отношении разработки Программы и выпуска Облигаций в рамках Программы. Действие договоренности будет прекращено после следующего выпуска Облигаций Компанией в рамках Программы после даты настоящего Базового проспекта. «Sky Bridge» не является аффилированным лицом любого из Соорганизаторов или их аффилированных лиц или любых из их соответствующих работников или любого Эмитента, Гаранта и/или любых из их дочерних организаций или аффилированных лиц.

Кроме того, каждый Дилер 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 для, и заключать сделки с производными ценными бумагами с Эмитентом, Гарантом и (или) любыми из их дочерних организаций и аффилированных лиц.

Соединенные Штаты Америки

Облигации не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени или в пользу граждан США, кроме как в рамках определенных сделок, не требующих регистрации по Закону о ценных бумагах. Термины, используемые в настоящем пункте, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах.

Каждый Дилер согласился, и каждый последующий Дилер, назначенный по Программе, будет обязан согласиться, что он не будет предлагать, продавать или передавать какие-либо Облигации (а) в качестве части их распределения в любое время или (б) иным образом до истечения 40 дней после завершения распределения Облигаций, представляющего собой соответствующий Транш, как удостоверено Основному платежному агенту или Эмитенту таким Дилером (или, в случае продажи Транша Облигаций нескольким Дилерам или через нескольких Дилеров, каждому из таких Дилеров

в отношении Облигаций такого Транша, приобретаемых им или через него, и в этом случае Основной платежный агент или Эмитент уведомляет каждого такого Дилера, когда все такие Дилеры предоставят такое удостоверение) на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США, и такой Дилер перешлет каждому Дилеру, которому он продает Облигации (кроме продажи согласно Правилу 144А) в течение периода выполнения требований распределения, касающегося таковых, подтверждение или иное уведомление, в котором устанавливаются ограничения предложений и продаж Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США. Термины, используемые в настоящем абзаце, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах. Дилерское соглашение предусматривает, что Дилеры могут только прямо или через своих соответствующих брокеров-дилеров, являющихся их аффилированными лицами в США, организовывать предложение и перепродажу Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки только в пользу КИП, которые представляют собой КП, на основании Правила 144А.

Кроме того, до истечения 40 дней после начала предложения Облигаций, представляющих любой Транш, любое предложение или продажа Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки любым Дилером (будь то участвующим в предложении или нет) может являться нарушением требования о регистрации в рамках Закона о ценных бумагах, если такое предложение или продажа производится не в соответствии с Правилем 144А.

Великобритания

Каждый Дилер предоставил следующие заверения и согласился:

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;

он только передал 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

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, 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 законодательством Казахстана.

Нидерланды

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 Эмитента, 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) первоначального выпуска таких Облигаций первым их держателям, (ii) любой передачи и приемки физическими лицами, действующими не при исполнении профессиональной или коммерческой деятельности, и (iii) 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.

Европейское экономическое пространство

В отношении каждого государства-участника Европейского экономического пространства, реализующего Директиву о проспектах эмиссии (каждое именуется «**Соответствующее государство-участник**»), каждый Дилер предоставил заверение и обязательство, и каждый последующий Дилер, назначенный в рамках Программы, будет обязан предоставить заверение и обязательство, что начиная (включительно) со дня реализации Директивы о проспектах эмиссии в этом Соответствующем государстве-участнике (далее - **Соответствующая дата реализации**) он не делал и не будет делать открытое предложение Облигаций, являющихся предметом предложения, предусмотренного настоящим Базовым проспектом и выполняемого согласно соответствующим Окончательным условиям в Соответствующем государстве-участнике, кроме как:

юридическим лицам, которые уполномочены функционировать, и регулируются для работы на финансовых рынках или, если они не уполномочены и не регулируются таким образом, целью которых является исключительно инвестирование в ценные бумаги;

любому юридическому лицу, удовлетворяющему двум или более из следующих критериев (1) средняя численность работников – не менее 250 работников в течение последнего финансового года; (2) общий баланс на сумму свыше 43 000 000 евро; и (3) годовой чистый оборот свыше 50 000 000 евро, согласно его последней годовой или консолидированной отчетности;

менее чем 100 физическим или юридическим лицам (кроме квалифицированных инвесторов, как определено в Директиве о проспектах эмиссии) при условии предварительного получения согласия соответствующего Дилера или Дилеров, назначенных Эмитентом по любому такому предложению; или

при любых других обстоятельствах, подпадающих под действие статьи 3(2) Директивы о проспектах эмиссии,

при условии, что никакое такое предложение Облигаций не потребует от Эмитента или любого Дилера публикации проспекта согласно статье 3 Директивы о проспектах эмиссии или дополнить

проспект согласно статье 16 Директивы о проспектах эмиссии.

Общие положения

В настоящие ограничения по продаже могут вноситься изменения соглашением между Эмитентом, Гарантом и Дилерами в связи с внесением изменений в соответствующий закон, положение или директиву. Любое такое изменение будет изложено в Окончательных условиях, издаваемых в отношении выпуска Облигаций, которых оно касается, или в дополнении к настоящему Базовому проспекту.

Ни в какой 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 (насколько он будет осведомлен) все соответствующие законы, положения и директивы в каждой юрисдикции, в которой он покупает, предлагает, продает или вручает Облигации, или владеет, или распространяет Базовый проспект и любые другие материалы о предложении, или любой комплект Окончательных условий, и ни Эмитент, ни Гарант, ни любой другой Дилер не несет ответственности за это.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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 рамках Программы в течение 12-месячного периода с даты выпуска настоящего Базового проспекта, ожидается приблизительно 15 апреля 2010 г.

Однако Облигации могут выпускаться согласно Программе, которая не будет включена в список на Лондонской фондовой бирже или любой другой фондовой бирже за пределами Казахстана или которая будет включена в список на той фондовой бирже, какую могут согласовать Эмитент, Гарант и соответствующий(-ие) Дилер(ы). Эмитент может подать заявку на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, в список КФБ.

Учреждение Программы было одобрено должным образом принятым решением Совета директоров Эмитента 25 марта 2008 г. и должным образом принятым решением Совета директоров Гаранта 4 марта 2008 г. Увеличение размера Программы было одобрено должным образом принятым решением Совета директоров Эмитента 24 июня 2009 г. и должным образом принятым решением Совета директоров Гаранта 23 июня 2009 г. Дальнейшее увеличение размеров Программы было одобрено решением Совета директоров Эмитента принятым надлежащим образом 18 февраля 2010 года и решением Совета директоров Гаранта, принятым надлежащим образом 14 апреля 2010 года. Эмитент и Гарант получили или будут периодически получать все необходимые согласования, утверждения и разрешения в связи с выпуском и исполнением Облигаций и предоставлением гарантий в их отношении.

Облигации были приняты к клирингу через системы Euroclear и Clearstream, Luxembourg и/или DTC. Соответствующий общий код и код ISIN (международный идентификационный код ценной бумаги), и (или) (если применимо) номер 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.

Цена выпуска и сумма соответствующих Облигаций будет определяться, исходя из сложившихся рыночных условий. Эмитент не намерен предоставлять какую-либо информацию после выпуска в отношении каких-либо выпусков Облигаций.

Ни Эмитент, ни Гарант, ни Компания не участвуют ни в каких государственных, судебных или арбитражных производствах (включая любые такие производства, которые находятся в стадии рассмотрения или угроза возникновения которых существует), которые могут оказать или на протяжении 12 месяцев, предшествовавших дате настоящего Базового проспекта, оказывали значительное влияние на финансовое положение или рентабельность Эмитента, Гаранта или Компании.

После 31 декабря 2009 г. не происходило существенного негативного изменения в перспективах Гаранта и его консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных организаций в целом, и после 31 декабря 2009 г. не происходило никакого значительного изменения в финансовом или коммерческом положении Гаранта, его консолидированных дочерних организаций,

совместных предприятий и ассоциированных организаций, взятых в целом. Не происходило существенного негативного изменения в проспекте Выпуска после 31 декабря 2008, как не происходило никакого значительного изменения в финансовом или коммерческом положении Эмитента после 31 декабря 2008 года.

Независимые аудиторы Компании – ТОО «Эрнст энд Янг», действующие в качестве аудиторов в соответствии с лицензией № 0000003 от 15 июля 2005 г., выданной Министерством финансов Республики Казахстан, и являющиеся членами Палаты аудиторов Казахстана, профессионального органа, осуществляющего надзор над аудиторскими фирмами в Казахстане. Прошедшая аудиторскую проверку отчетность Компании за каждый следующий финансовый год: по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г., подготовленная в соответствии с МСФО, прошла аудиторскую проверку ТОО «Эрнст энд Янг», которое издало отчет об этом без оговорок. Адрес ТОО «Эрнст энд Янг»: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-Фараби 77/7, «Есентай Тауэр».

До тех пор, пока действует Программа или любые Облигации находятся в обращении, с копиями и, при необходимости, переводами на английский язык следующих документов можно ознакомиться в течение нормального рабочего времени в указанном офисе Платежного агента, а именно:

учредительные документы Эмитента и Гаранта;

годовой отчет и отчетность Гаранта за 2009 и 2008 финансовые годы по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., включая, в каждом случае, аудиторский отчет по такой отчетности;

наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Гаранта, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе);

Агентское соглашение;

Трастовый договор (содержащий формы Облигаций в глобальной и документарной форме);

Процедурный меморандум;

Дилерское соглашение;

любые Окончательные условия, касающиеся Облигаций, зарегистрированных на любой фондовой бирже; и

копия настоящего Базового проспекта вместе с любыми дополнениями к настоящему Базовому проспекту, или последующий базовый проспект и любые документы, включенные в них посредством ссылки.

ПРИЛОЖЕНИЕ I – ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ТЕРМИНОВ

«**Финансовая отчетность за 2009 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2009 календарный год по состоянию на 31 декабря 2009 года;

«**запасы категорий А+В+С1**» означает запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как запасы категории А, В и С1. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность Казахстана – Классификация запасов*».

«**Агентское соглашение**» означает агентское соглашение между РД КМГ и ТД КМГ в отношении продажи сырой нефти РД КМГ (ежегодно перезаключаемое на новый срок согласно казахстанскому законодательству о государственных закупках);

«**АГП**» означает ТОО «Азиатский газопровод»;

«**Антимонопольное агентство**» означает Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий;

«**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;

«**Атырауский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Атырау в Западном Казахстане, эксплуатируемый ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

«**Трубопровод САЦ**» означает трубопроводную систему Средняя Азия – Центр, подсистему Центрально-азиатской системы;

«**ССЕЛ**» означает компанию «СИТИК Канада Энерджи Лимитед» (CITIC Canada Energy Limited);

«**СНГ**» означает Содружество Независимых Государств;

«**CNOOC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Ойл энд Газ Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн» (China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation);

«**CNPC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Петролеум Корпорейшн» (China National Petroleum Corporation);

«**CNPC E&D**» означает компанию «CNPC Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн Лтд.» (CPNC

Exploration and Development Company Ltd);

«**Компания**» означает, в зависимости от контекста, самого Гаранта или Гаранта совместно с его дочерними организациями и совместными предприятиями, или Гаранта совместно с его дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями;

«**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;

«**Запасы категорий А+В+С1 Компании**» означает совместно Запасы категорий А+В+С1 сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций, и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в Запасах категорий А+В+С1 сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением ССЕЛ. См. раздел *«Предоставление финансовой информации, информации по запасам и иной информации – Предоставление определенной информации, связанной с дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями»*.

«**Объем добычи Компании**» означает совместно объем добычи сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в объеме добытой сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением ССЕЛ;

«**КТК**» означает Каспийский трубопроводный консорциум;

«**Трубопровод КТК**» означает трубопровод, принадлежащий и эксплуатируемый КТК;

«**Протокол КТК**» означает протокол о реструктуризации, подписанный в апреле 1996 года между членами КТК и группой из восьми нефтяных компаний;

«**ЭМГ**» означает «ЭмбаМунайГаз» – добывающее подразделение РД КМГ;

«**Месторождения ЭМГ**» означает месторождения, эксплуатируемые ЭМГ – добывающим подразделением РД КМГ;

«**евро**» или «**€**» означает валюту государств-участников 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, с изменениями и дополнениями;;

«**GCA**» означает «Гаффни, Клайн энд Эссошиейтс» (Gaffney, Cline & Associates Ltd), международную консалтинговую фирму в области нефти и газа;

«Отчет ГСА» означает отчет о запасах от 21 января 2010 года, подготовленный ГСА;

«Государство» или «Правительство» означает государство или правительство Казахстана;

«Преимущественные права Государства» означает преимущественное право Государства на приобретение прав недропользования при передаче прав недропользования, акций или долей участия в юридическом лице, прямо или косвенно контролирующем другое юридическое лицо, обладающее правами недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане;

«Гарант» означает Акционерное общество «Национальная Компания «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;

«Закон об АО» означает Закон Республики Казахстан «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года, с периодически вносимыми изменениями и дополнениями;

«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 Казахстана – Классификация запасов»*;

«Kazakhstan Pipelines Ventures» или «KPV» означает компанию ТОО «Казахстан Пайплайнс Венчерс» (Kazakhstan Pipelines Ventures LLC);

«Казгермунай» означает ТОО «СП «Казгермунай»;

«КазМунайТениз» означает АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз»;

«КазРосГаз» означает ТОО «СП «КазРосГаз»;

«**Трубопровод КК**» означает строящуюся трубопроводную сеть, которая будет соединять Западный Казахстан с границей Китая;

«**ТКК**» означает ТОО «СП «Трубопровод Казахстан-Китай»;

«**КМГ**» означает Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»;

«**РД КМГ**» означает АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»;

«**Промежуточная кредитная линия КМГ Кашаган**» означает соглашение о займе на сумму 1 050,0 миллиона долларов США между «KMG Kashagan B.V.», «BNP Paribas», «Citibank N.A.» и «Societe Generale» от 28 сентября 2007 года;

«**ТД КМГ**» означает АО «Торговый дом «КазМунайГаз»;

«**KNOC**» означает компанию «Корейн Нэшнл Ойл Консорциум» (Korean National Oil Consortium);

«**КТГ**» означает АО «КазТрансГаз»;

«**КТО**» означает АО «КазТрансОйл»;

«**тенге**» означает официальную валюту Казахстана;

«**LIBOR**» означает ставку продавца на лондонском межбанковском рынке депозитов;

«**СГ**» означает сжиженный газ;

«**МООС**» означает Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан;

«**МЭМР**» означает Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан;

«**ММГ**» означает АО «МангистауМунайГаз»;

«**МунайТас**» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас»;

«**НБК**» означает Национальный банк Казахстана;

«**СПИ 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.», «ExxonMobil Kazakhstan Inc.», «Inpex North Caspian Sea Ltd», «Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd», «Shell Kazakhstan Development B.V.» и «Total EP

Kazakhstan»;

«**КСКП**» означает Консорциум Северокаспийского проекта;

«**Северокаспийский проект**» означает проект КСКП по разработке Северного сектора Каспийского моря, включающего месторождение Кашаган;

«**Облигации**» означает облигации Эмитента, безусловно выпущенные в рамках Программы под безотзывную гарантию Гаранта;

«**Стаггентство**» означает Национальное агентство Казахстана по статистике;

«**ОПЕК**» означает Организацию стран-экспортеров нефти;

«**Парламент**» означает Парламент Казахстана;

«**Павлодарский НПЗ**» означает 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;

«**Нефтеперерабатывающий завод Петромидиа**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Наводари, (Румыния), эксплуатируемый компанией «Rompetrol Rafinare» (Rompetrol Rafinare);

«**РКИ**» означает компанию «ПетроКазахстан Инк.» (PetroKazakhstan Inc.);

«**ПККР**» означает АО «ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз»;

«**ПКОП**» означает ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»;

«**Platts**» означает компанию «Платтс» (Platts), подразделение компании «Зе МакГро Хилл Компаниз, Инк.» (The McGraw Hill Companies, Inc.);

«**Стандарты PRMS**» означает международно-признанные стандарты оценки запасов по Системе управления нефтяными ресурсами, спонсируемые Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным советом нефтяной промышленности и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа;

«**Программа**» означает программу выпуска глобальных среднесрочных облигаций на сумму 7 500 000 000 (7 млрд. 500 млн.) долларов США, согласно которой Эмитент вправе периодически выпускать облигации под безусловную и безотзывную гарантию Гаранта;

«**Соглашение о взаимоотношениях**» означает соглашение, заключенное между Компанией и РД КМГ, от 8 сентября 2006 года;

«**Ромпетрол**» означает компанию «Зе Ромпетрол Груп Эн.Ви.» (The Ромпетрол Group N.V.);

«**Самрук-Казына**» означает АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»;

«**SEC**» означает Комиссию Соединенных Штатов Америки по ценным бумагам и биржам;

«**Закон о ценных бумагах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах от 1933 года, с изменениями и дополнениями;

«**Сервисное соглашение**» означает соглашение, ежегодно заключаемое между Компанией и РД КМГ;

«**Шымкентский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Шымкенте (Казахстан), эксплуатируемый ПКОП;

«**Южная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть, проходящую по южному региону Казахстана от узбекско-казахстанской границы до г. Алматы в Казахстане;

«**Закон о государственных закупках**» означает Закон Республики Казахстан «О государственных закупках» № 303 III ЗРК от 21 июля 2007 года), принятый 1 января 2008 года;

«**Закон о недрах**» означает Закон Республики Казахстан № 2828 «О недрах и недропользовании», с изменениями и дополнениями, принятый 27 января 1996 года и выступающий в качестве действующей правовой базы по регулированию прав недропользования в Казахстане;

«**Контракт на недропользование**» означает лицензию на разведку и добычу и (или) контракт на недропользование (после 1999 года операции по недропользованию основываются только на контрактах), в отношении деятельности на суше, или соглашение о разделе продукции в отношении деятельности на море;

«**ТШО**» означает ТОО «СП «Тенгизшевройл»;

«**тенге**» означает валюту Республики Казахстан;

«**Расширение месторождения Тенгиз**» означает вместе проект закачки сырого газа (SGI) и строительство завода второго поколения (SGP);

«**Проекты по расширению месторождения Тенгиз**» означает вместе проект закачки сырого газа (SGI), строительство завода второго поколения (SGP) и будущие проекты расширения (FGP);

«**Трубопровод УАС**» означает трубопровод Узень-Атырау-Самара;

«**УМГ**» означает «УзеньМунайГаз» - добывающее подразделение РД КМГ;

«**Месторождения УМГ**» означает месторождения, эксплуатируемые УМГ – добывающим подразделением РД КМГ;

«**доллар США**» означает валюту Соединенных Штатов Америки; и

«**Западная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть в Западном Казахстане, обслуживающую находящиеся в эксплуатации месторождения природного газа в Центральной Азии.

ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ

Некоторые сокращения и связанные с ними термины

%	проценты
млрд. м ³	миллиарды кубических метров
барр./сут.	баррели нефти в сутки
г	грамм
км	километр
км ²	квадратные километры
м	метр
млн. м ³	миллионы кубических метров
мм	миллиметры
МПа	мегапаскаль

Некоторая терминология

Двухмерная сейсмика	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в двух измерениях..
Трехмерная сейсмика	Геофизические данные, отображающие подземные пласты в трех измерениях. Трехмерная сейсмика обычно дает более подробную и точную интерпретацию подземных пластов, чем двухмерная сейсмика.
Плотность API	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.
Эксплуатационная скважина....	Скважина, пробуренная для получения продукции на доказанном нефтяном или газовом месторождении. Эксплуатационные скважины могут использоваться либо для добычи углеводородов на месторождении, либо для нагнетания воды или газа в коллектор в целях увеличения объемов добычи.
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная для обнаружения углеводородов на недоказанной площади или для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.
Толща	Последовательность пластов осадочных пород, отложившихся в одинаковых общих геологических условиях.
Газовый конденсат	Более тяжелые углеводородные фракции в коллекторе

природного газа, конденсирующиеся в жидкость по мере их добычи. Они используются в качестве химического сырья или для смешивания с бензином.

- Углеводороды.....Соединения, формируемые элементами водород (H) и углерод (C) и существующие в твердом, жидком или газообразном состоянии.
- Природный газУглеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при давлении в одну атмосферу и температуре 20°С. 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 и бутан, а также меньшие количества более тяжелых углеводородов; частично жидкий при атмосферном давлении.
- Банк качестваДоговоренность, 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.).
- КоллекторПористая и проницаемая подземная толща, содержащая природное скопление извлекаемого природного газа и (или) нефти, ограниченная непроницаемой породой или слоями водонаполненной породы.
- Сейсмическая съемкаМетод, 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 перегонкаПерегонка 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 ремонтОперация 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

Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» за 2009 г. и по состоянию на 31 декабря 2009 г.	F-2
Отчет независимых аудиторов	F-4
Консолидированный балансовый отчет	F-6
Консолидированный отчет о прибылях	F-8
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-9
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-11
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности	F-12
Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК«КазМунайГаз» за 2008 г. и по состоянию на 31 декабря 2008 г.	F-64
Отчет независимых аудиторов	F-66
Консолидированный балансовый отчет	F-67
Консолидированный отчет о прибылях	F-69
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-70
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-72
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности	F-73

ПРИЛОЖЕНИЕ А – ОТЧЕТ КОМПАНИИ «GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES LTD.»

ГОЛОВНОЙ ОФИС ЭМИТЕНТА
«КазМунайГаз Файненс Саб Би.Ви.»
Стравинскилаан 807
(WTC Tower A, 8-й этаж) 1077 XX Амстердам
НИДЕРЛАНДЫ

ГОЛОВНОЙ ОФИС ГАРАНТА
АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Казахстан,
г. Астана 010000,
ул. Кабанбай Батыра, 22
КАЗАХСТАН

СООРГАНИЗАТОРЫ

«Ситигруп Глобал Маркетс
Лимитед»

Ситигруп Центр
Канада Скваер
Лондон E14 5LB
Великобритания

«Кредит Суис Секьюритиз
(Юроп) Лимитед»

Уан Кэбот Скваер
Лондон E14 4QJ
Великобритания

«Роял Банк оф Скотланд
пи-эл-си»

135 Бишопгейт
Лондон
EC2M 3UR

ДИЛЕРЫ

«Ситигруп
Глобал Маркетс
Лимитед»

Ситигруп Центр
Канада Скваер
Лондон E14 5LB

Великобритания

«Кредит Суис
Секьюритиз
(Юроп)
Лимитед»

Уан Кэбот
Скваер
Лондон E14 4QJ

Великобритания

«Эйч.Эс.Би.Си.
Банк пи-эл-си»

8 Канада Скваер
Лондон E14 5 HQ

Великобритания

«Джей.Пи.
Морган
Секьюритиз
Лтд.»

125 Лондон
Уолл
Лондон EC2Y
5AJ

Великобритания

«Роял Банк оф
Скотланд пи-эл-
си»

135 Бишопгейт
Лондон EC2M
3UR

Великобритания

**ОСНОВНОЙ ПЛАТЕЖНЫЙ
АГЕНТ,**

ТРАНСФЕР-АГЕНТ

**ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ
УПРАВЛЯЮЩИЙ**

И РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ

«Ситибанк Н.А» Лондон

«Ситигруп Трасти Компани
Лимитед»

Ситигруп Центр

Ситигруп Центр

Канада Сквэр

Канада Сквэр

Лондон E14 5LB

Лондон E14 5LB

Великобритания

Великобритания

РЕГИСТРАТОР

«Ситигруп Глобал Маркетс Дойчланд АГ энд Ко. КГаА»
Рейтервег 16
60323 Франкфурт
Германия

ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ

Эмитента по праву Нидерландов

«Ди-Эл-Эй Пайпер Недерланд Эн.Ви.»

Амселвеенсвег 638
1081 JJ Амстердам
Нидерланды

«Отгершпейр, Гаанснут энд Партнерс»

Конингин Эммаплейн 13
3016 АВ Роттердам
Нидерланды

Гаранта по праву Англии и США:

«Дьюи энд ЛеБоф»

Намбер Уан Минстер Корт
Лондон EC3R 7YL
Англия

Гаранта по праву Казахстана:

«Дьюи энд ЛеБоф»

Казахстан
г. Алматы 050010
пр. Достык, 38
Бизнес-центр «Кен Дала», 5-й этаж

Дилеров по праву Англии и США:

«Уайт энд Кейс Эл-Эл-Пи»

5 Оулд Брод Стрит
Лондон EC2N 1DW
Англия

Дилеров по праву Казахстана:

ТОО «Уайт энд Кейс»

Казахстан
Алматы 050059
пр. Достык, 117/6

Доверительного управляющего по праву Англии:

«Уайт энд Кейс Эл-Эл-Пи»

5 Оулд Брод Стрит
Лондон EC2N 1DW
Англия

АУДИТОРЫ

Гаранта:

ТОО «Эрнст энд Янг»

Казахстан
г. Алматы 050060
пр. Аль-Фараби 77/7, «Есентай Тауэр»

Эмитента:

«Эрнст энд Янг»

Бумпбес 258
3011 X2 Роттердам
Нидерланды